

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

IS/DE/003/22

9 de febrero de 2023

www.cnmc.es

Índice

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

1. Hechos relevantes

Mantenimiento de la tendencia descendente del precio spot en todos los mercados

En octubre de 2022, el precio del mercado spot en España descendió un 9,8% respecto a septiembre. En media, el descenso fue de 13,86 €/MWh, situándose en 127,21 €/MWh frente a 141,07 €/MWh del mes anterior. En octubre de 2022 se registró una reducción de la demanda eléctrica peninsular en barras de central del 4,2% (situándose en 18,2 TWh), lo que, unido al incremento de la producción renovable - principalmente de la eólica, que aumentó un 23,9% respecto al mes anterior - y al descenso de la de los ciclos combinados, habría contribuido a esta bajada del precio.

Asimismo, y de forma más notable que para el precio spot español, disminuyó el precio spot tanto en Alemania (-55,9%; -193,51 €/MWh), que se situó en 152,60 €/MWh, como en Francia (-54,7%; -215,82 €/MWh), que se cifró en 178,88 €/MWh. En esta evolución del precio habrían incidido el clima suave, con temperaturas por encima de la media para esta época del año, la caída generalizada de las referencias europeas de gas y las previsiones de alta eolicidad hasta la segunda semana de octubre. A su vez, en el caso francés, habría influido la entrada en operación de cinco reactores nucleares que se encontraban indisponibles, y ello a pesar del anuncio de nuevos retrasos en la entrada en operación del resto de reactores en mantenimiento (a finales de septiembre la previsión para el mes de octubre era de disponibilidad de alrededor de 31 GW nucleares frente a los cerca de 27 GW que finalmente entraron en operación en dicho mes).

En este escenario de evolución de precios, en el que se redujo el spread entre los precios spot español y francés, el acoplamiento entre dichos mercados se incrementó al 26% (1% en septiembre). Por su parte, el acoplamiento del MIBEL se mantuvo en un 99%.

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

Durante el mes de octubre descendieron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes francés y alemán analizados, así como las referencias españolas con liquidación en 2022 y primer semestre de 2023¹.

En esta evolución de precios habría incidido, entre otros, la bajada de las cotizaciones a plazo del gas, influidas por la propuesta de la Comisión Europea

¹ De acuerdo con el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, dicho mecanismo de ajuste estará en vigor hasta el 31 de mayo de 2023.

de limitar temporalmente los precios de este combustible. A su vez, en el mercado alemán, dentro del plan de emergencia del país, el Gobierno aprobó la legislación por la que se retrasa el cierre de tres centrales de carbón, previsto para el 31 de diciembre de 2022, hasta el 31 de marzo de 2023, así como el retorno a la operación de tres centrales nucleares (con una potencia total de 4 GW) hasta mediados de abril de 2023. Por su parte, en el mercado francés habría incidido en la bajada de las cotizaciones la expectativa de entrada en operación paulatina (entre el último trimestre de 2022 y el primer trimestre de 2023) del resto de los reactores nucleares que se encuentran indisponibles. De acuerdo con las previsiones de RTE, a mitad de noviembre deberían estar disponibles 30 GW de potencia nuclear, alcanzándose 40 GW en diciembre, de los 61,3 GW total instalados.

La bajada de las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente español osciló entre -4,25 €/MWh del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2022 (151 €/MWh a cierre de octubre) y -10,83 €/MWh del contrato trimestral con liquidación en el Q3-23 (180 €/MWh a cierre de mes). Sin embargo, y a diferencia con los subyacentes alemán y francés, aumentaron las cotizaciones de los contratos anual con liquidación en 2023 (+12,12 €/MWh; 210,25 €/MWh a cierre de octubre) y para el contrato trimestral Q3-23 (+32,15 €/MWh; 244,64 €/MWh a cierre de octubre).

Para el subyacente alemán, los precios de los contratos a plazo descendieron entre -67,84 €/MWh para el contrato trimestral Q3-23 (312,30 €/MWh a cierre de octubre) y -215,51 €/MWh para el contrato mensual con liquidación en noviembre de 2022 (207,63 €/MWh a cierre de octubre). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, la caída de las cotizaciones osciló entre -40,50 €/MWh del contrato trimestral Q3-23 (289,20 €/MWh a cierre de octubre) y -583,59 €/MWh del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2022 (746,41 €/MWh a cierre de mes).

A 31 de octubre de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (210,25 €/MWh) se mantuvo por debajo (spread negativo de 162,90 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (373,15 €/MWh), así como por debajo (spread negativo de 260,02 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (470,27 €/MWh), debido principalmente a la aplicación del mecanismo de ajuste durante el primer semestre de 2023.

Mantenimiento de bajos volúmenes de negociación en los mercados a plazo

En el mes de octubre de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 4,5 TWh, un 25,5% inferior al volumen negociado el mes anterior (6 TWh), e inferior en un 69,8% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (14,9 TWh). Este descenso del volumen negociado estuvo motivado tanto por el descenso de la negociación en el mercado organizado de EEX (-70,6%; -0,09 TWh) como en el mercado OTC (-24,7%; -1,5 TWh).

Asimismo, en el mes de octubre, se registró un descenso de la liquidez respecto al mes anterior tanto en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés (-27,9%) como en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (-14,7%) (véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en octubre de 2022 (4,5 TWh) representó el 25% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (18,2 TWh); inferior al porcentaje (79%) que representó la negociación en dichos mercados en octubre de 2021 (14,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,1 TWh)².

En octubre de 2022, la negociación se repartió entre los contratos anual y trimestrales con liquidación en el año 2023, con un volumen de 1,7 TWh (el 38,5% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en octubre y noviembre de 2022, con un volumen de 1,5 TWh (el 32,5% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en diciembre, con 0,7 TWh de volumen (el 15,6% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación a partir de 2024 con un volumen de 0,6 TWh (el 13,4% del volumen total negociado) (ver Gráfico 11).

Liquidación financiera de los contratos a plazo en el mes de octubre

Hasta el 31 de octubre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en octubre de 2022 se situó en torno a 13.915 GWh, un 4,7% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en septiembre de 2022 (13.287 GWh), y un 29,6% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2021 (19.773 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en octubre de 2022, el 98,3% (13.684 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual octubre-22, trimestral Q4-22 y anual 2022), mientras que el 1,7% restante (232 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 31 de octubre de 2022, la liquidación financiera³ de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en octubre de 2022 (13.915 GWh)

² 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).

³ 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.

ascendería a 1.188,4 millones de €⁴, un 0,9% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en septiembre de 2022 (1.178,0 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en octubre de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 116,17 €/MWh, inferior en 38,36 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de octubre de 2022 (154,54 €/MWh)⁵.

Mantenimiento de la tendencia descendente de las cotizaciones de gas en los mercados europeos

A lo largo de todo el mes siguió observándose una elevada volatilidad en los mercados de gas europeos, con fuertes descensos en los precios spot debido fundamentalmente a temperaturas inusualmente altas. Así, el día 18 de octubre se registraron mínimos en los precios spot en Reino Unido, Francia y España (9,03 €/MWh -7,85 €/MWh- el NBP, 14,50 €/MWh el PEG y 24,41 €/MWh el PVB Day-Ahead), influidos por el elevado suministro de GNL. Por su parte, en el TTF spot dicha tendencia descendente no se observó hasta el día 21 - con un precio mínimo de 27,50 €/MWh el día 24 de octubre -, invirtiéndose el spread con el PVB, que pasó a ser positivo (PVB>TTF).

Este comportamiento bajista de los precios se extendió también a las cotizaciones a plazo, debido al buen nivel de llenado de los almacenamientos (93,84% en Europa y 93,79% en España a 27 de octubre) y a la continua llegada de GNL, que provocó incluso que se produjeran retrasos en la descarga de varios buques. Así, la cotización del contrato con entrega en el PVB en el mes de noviembre registró el 21 de octubre una cotización mínima de 58,58 €/MWh en el mercado OTC.

La demanda de gas natural en el mes de octubre, 28 TWh, registró un descenso del 5,5% respecto al mismo mes del año anterior, debido a la disminución de la demanda convencional (-34,1%; 13,7 TWh), y a pesar del aumento de la demanda para generación eléctrica (+61,6%; 14,3 TWh).

A 31 de octubre, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, también a 31 de octubre, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 30,1% respecto al 30 de septiembre, hasta situarse en 94,76 €/MWh. Pese al aumento de los precios observado a final de mes, la demanda de GNL a corto plazo continuó siendo débil, debido a los elevados niveles de almacenamiento.

⁴ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁵ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de octubre provienen del contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los diez primeros meses del año 2022.

Asimismo, la evolución de las cotizaciones del carbón fue descendente: la cotización del contrato a plazo anual de carbón Cal-23 (ICE ARA) se redujo un 26,9%, situándose a cierre de mes en 209,80 \$/t. Asimismo, disminuyeron los precios del contrato Q1-23 (-28,7%; 216,10 \$/t a 31 de octubre), y del contrato mensual nov-22 (-30,1%; 219,25 \$/t a cierre del mes de octubre).

Por el contrario, en lo que respecta al Brent, el anuncio de la OPEP+ de recortar su producción en 2 millones de barriles diarios en noviembre y el fortalecimiento de la demanda a finales de mes superaron a los temores a una recesión económica global e invirtieron la tendencia bajista de las cotizaciones del Brent. Así, a 31 de octubre, aumentaron las referencias del petróleo Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista respecto a las del 30 de septiembre (5,6%, 7,8% y 9,4%), situándose en 92,85 \$/Bbl, 94,83 \$/Bbl y 82,76 \$/Bbl, respectivamente.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ mostró también una tendencia ascendente, en un contexto de incertidumbre sobre la decisión que podría adoptar la Comisión Europea respecto a la posible financiación del programa REpowerEU con derechos de la reserva de estabilidad del mercado (MSR). De este modo, el precio de los derechos con entrega en diciembre de 2022 (EUA Dec-22) aumentó un 19,8%, hasta situarse en 79,97 €/tCO₂, a 31 de octubre; mientras que la cotización de los derechos con entrega en diciembre de 2023 (EUA Dec-23) aumentó un 19,1%, situándose en 82,97 €/tCO₂, a cierre de mes.

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 OCTUBRE DE 2022				MES DE SEPTIEMBRE DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. oct-22 vs. sep-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Nov-22	143,50	149,00	130,75	141,24	151,75	270,28	151,75	181,40	-5,4%
FTB M Dec-22	151,00	152,75	131,75	143,22	155,25	278,23	156,00	182,68	-2,7%
FTB M Jan-23	167,00	170,00	155,50	161,42	169,40	261,00	155,25	187,65	-1,4%
FTB Q1-23	170,50	173,50	157,50	164,85	175,00	260,00	169,40	195,60	-2,6%
FTB Q2-23	180,00	188,43	180,00	183,85	190,83	246,39	175,00	197,77	-5,7%
FTB Q3-23	244,64	251,22	207,00	229,67	212,49	257,27	183,33	197,09	15,1%
FTB Q4-23	244,64	249,36	208,41	230,77	213,59	266,42	190,87	214,17	14,5%
FTB YR-23	210,25	212,00	192,50	202,55	198,13	256,06	191,25	206,65	6,1%
FTB YR-24	133,50	133,50	104,00	114,96	105,50	167,75	188,57	217,25	26,5%

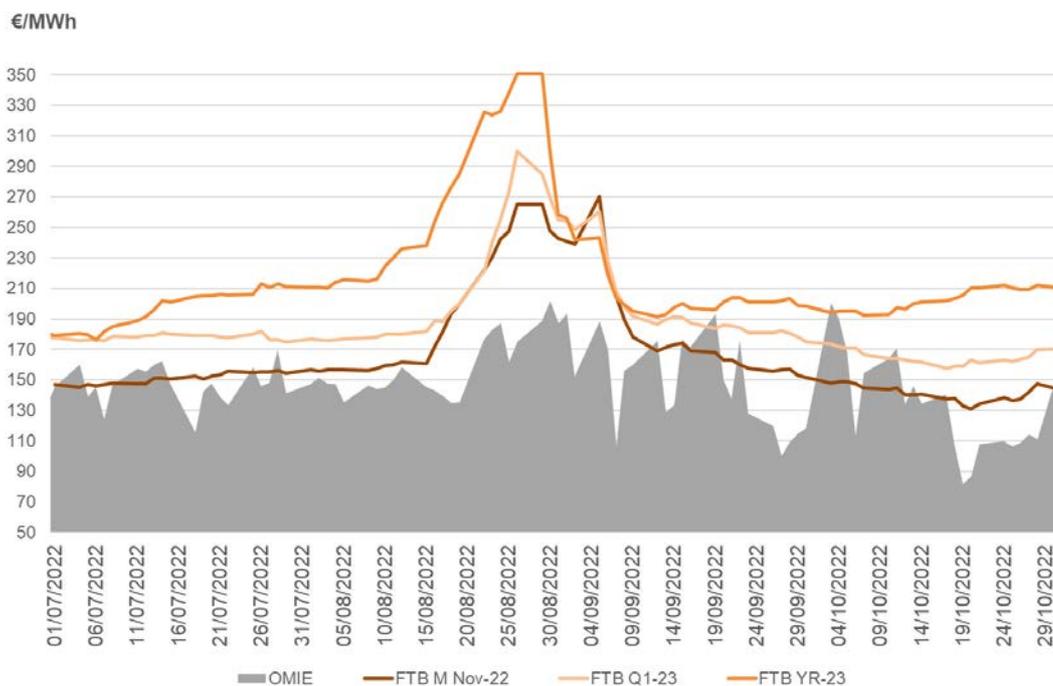
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2022 y últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

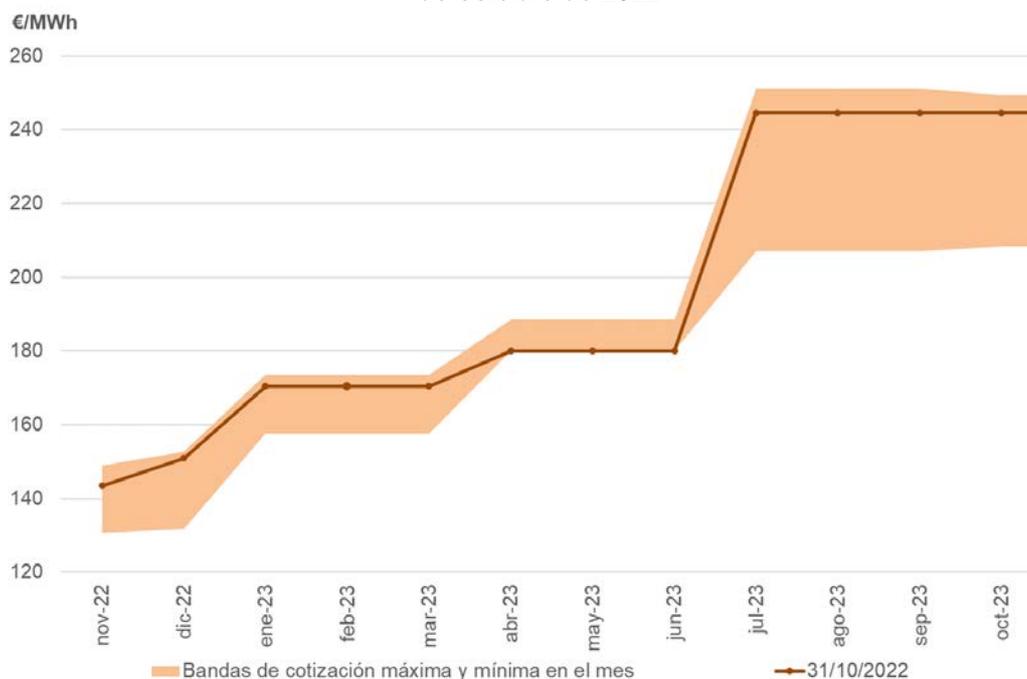
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de julio al 31 de octubre de 2022



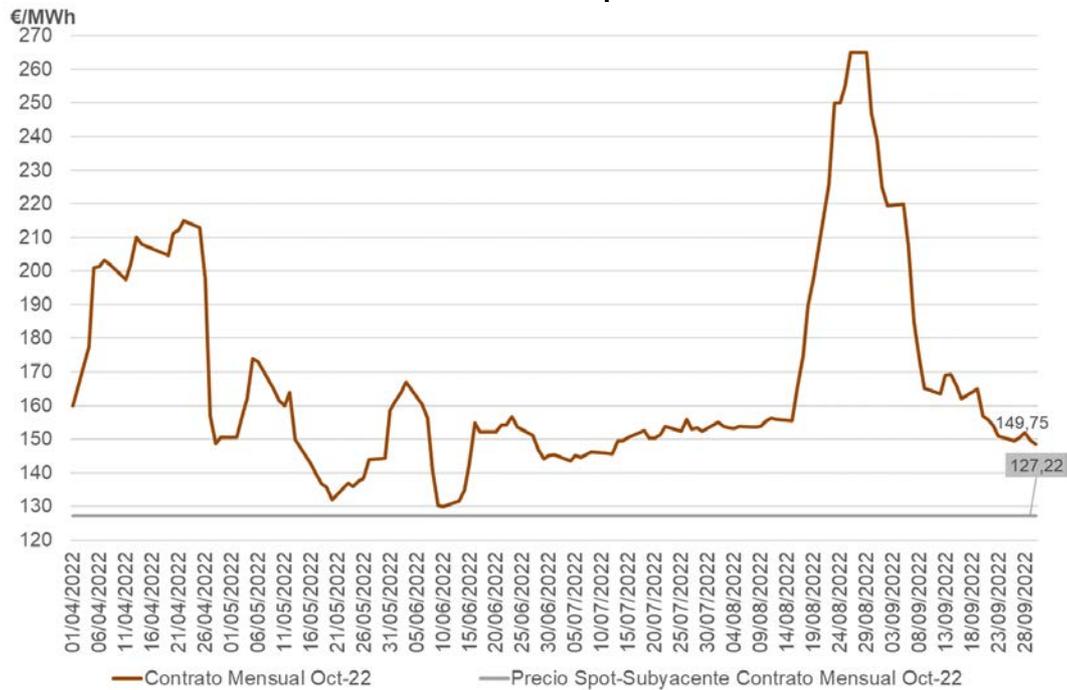
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



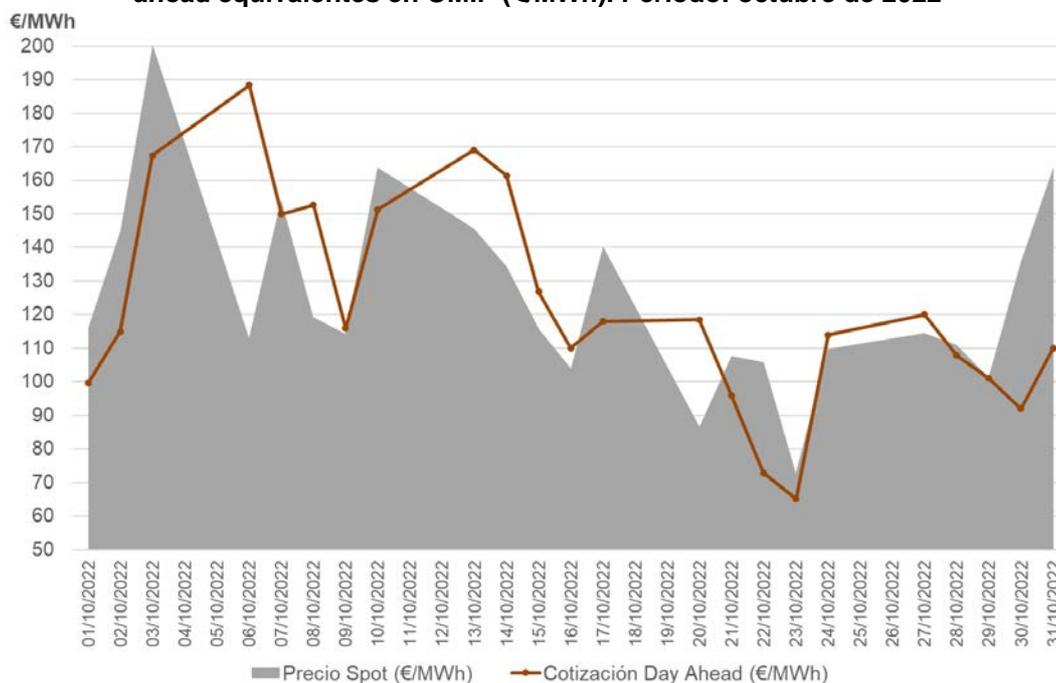
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 122,74 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶): 125,04 €/MWh.

Prima de riesgo en octubre de los contratos *day-ahead*: -2,30 €/MWh.

⁶ 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 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 octubre 2022	Mes anterior septiembre 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
OMIP	22	21	5,5%	820	9.769	1,0%	4,2%
EEX	35	120	-70,6%	3.152	9.640	3,9%	4,1%
OTC	4.440	5.899	-24,7%	77.479	214.381	95,1%	91,7%
OTC registrado y compensado**:	4.710	6.748	-30,2%	89.885	226.587	110,4%	96,9%
<i>OMIClear</i>	268	192	39,6%	8.441	20.220	10,4%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	806	746	8,1%	9.387	26.594	11,5%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	3.635	5.811	-37,4%	72.057	179.773	88,5%	76,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	4.497	6.040	-25,5%	81.451	233.790	100,0%	100,0%

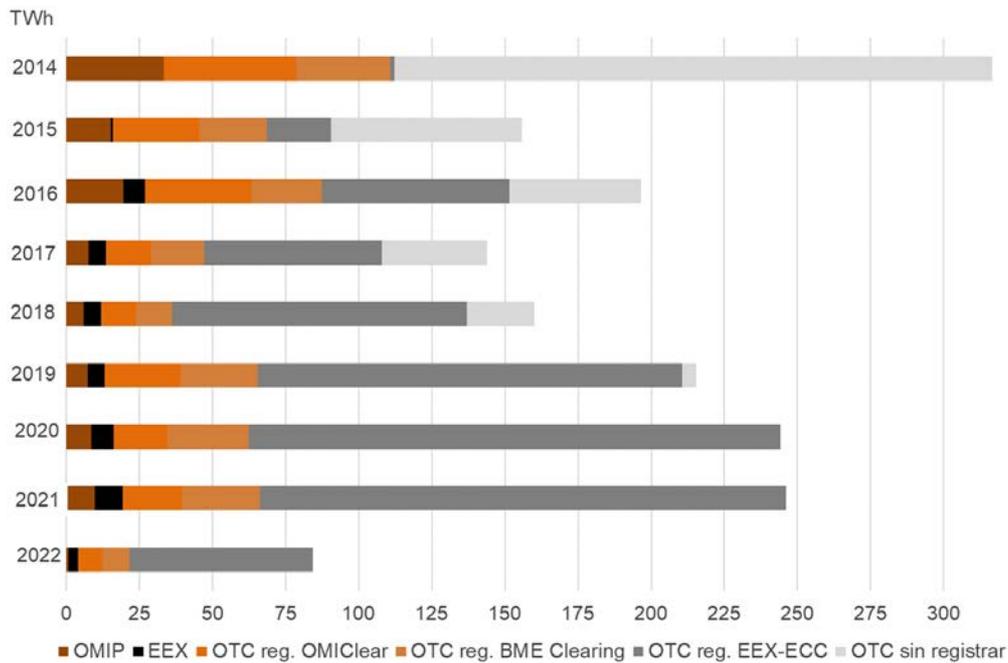
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

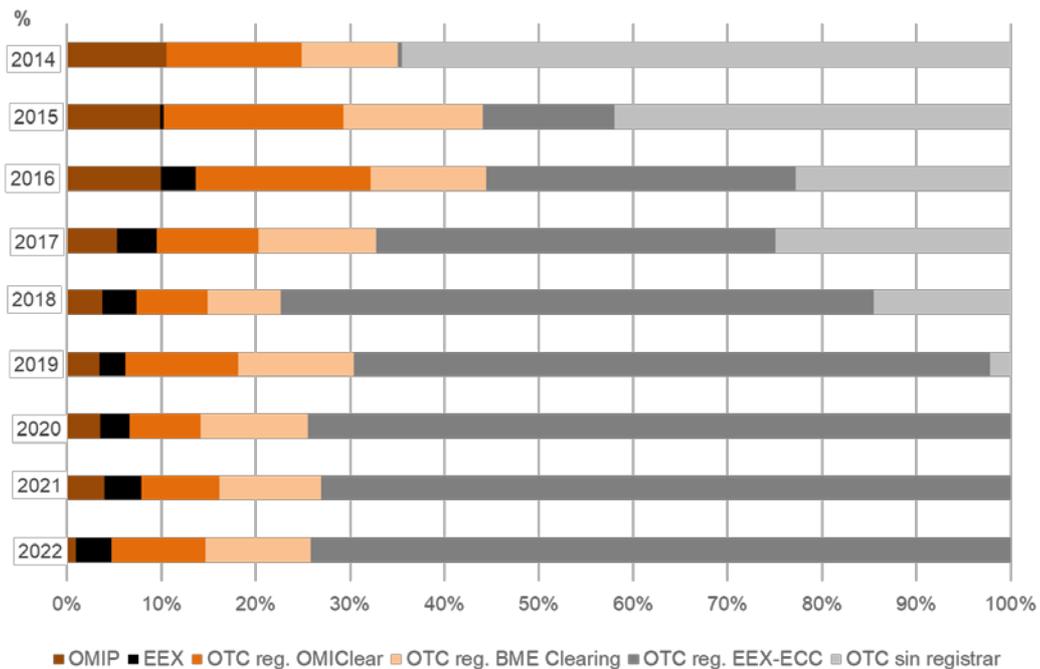
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



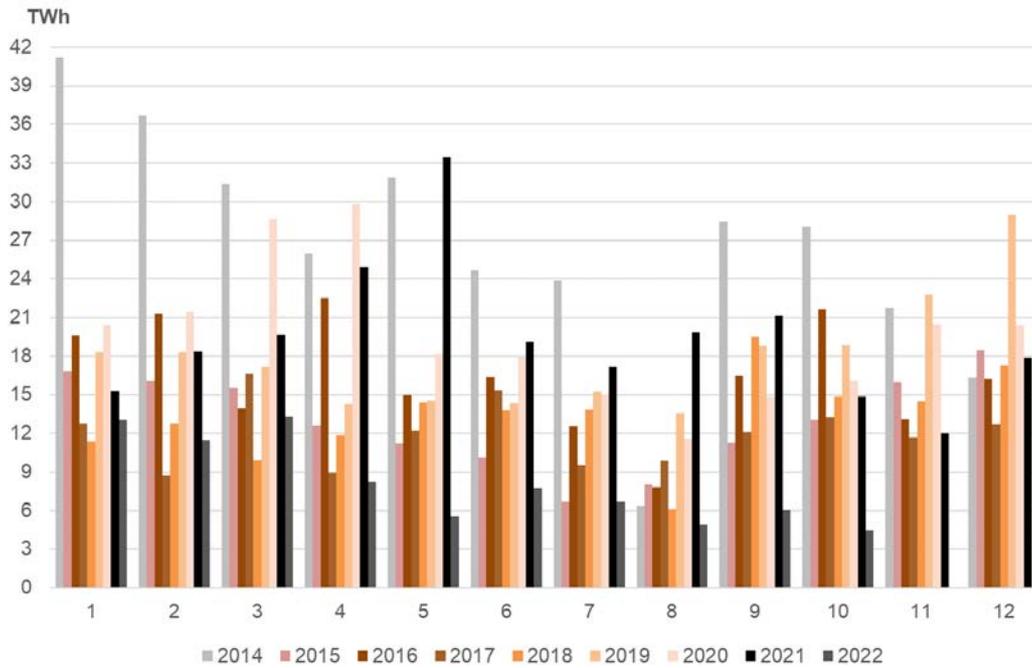
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



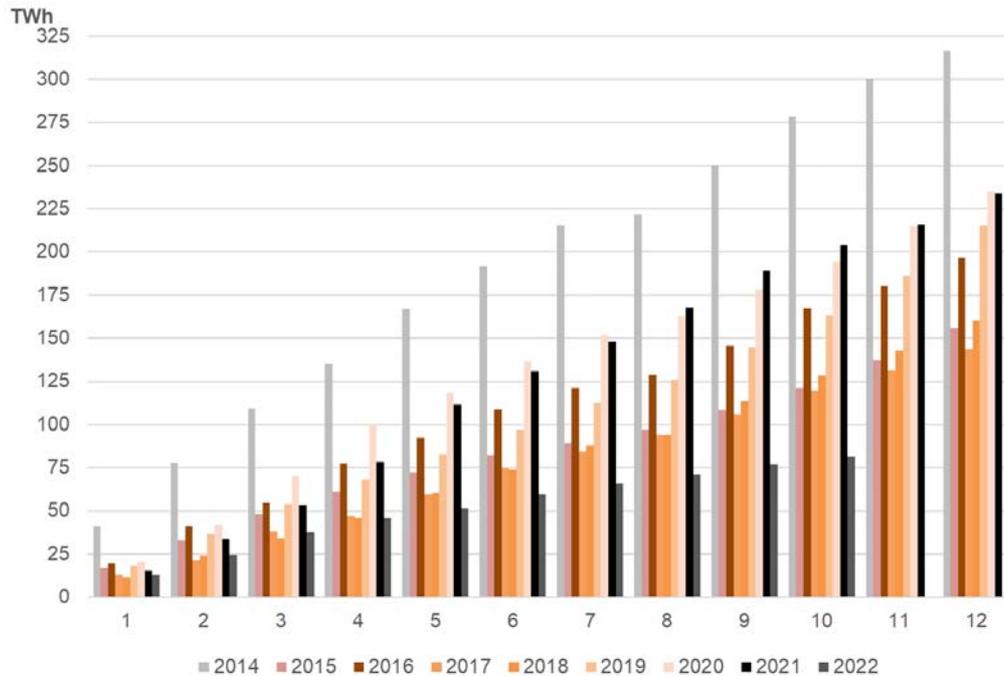
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

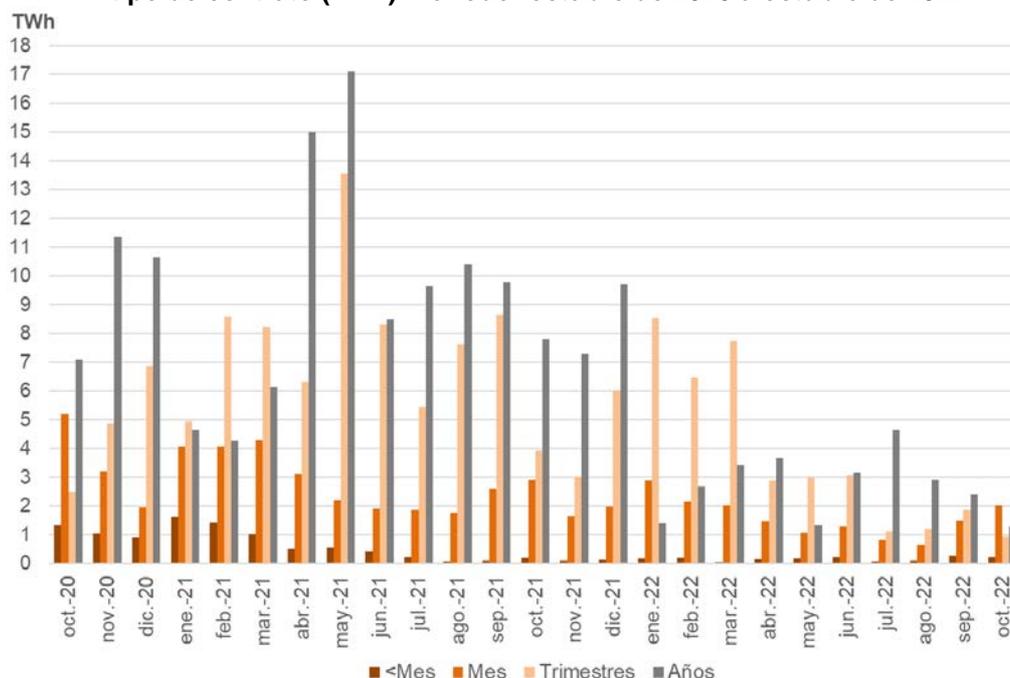
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 oct-22	Mes anterior sep-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022
Diario	104	113	-8,2%	868	49,9%
Fin de semana	38	26	48,0%	200	11,5%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%
Semana	90	145	-38,1%	653	37,5%
Balance de mes	0	0	-	17	1,0%
Total Corto Plazo	232	284	-18,3%	1.740	2,1%
Mensual	2.025	1.497	35,3%	15.951	20,0%
Trimestral	943	1.864	-49,4%	36.816	46,2%
Anual	1.298	2.394	-45,8%	26.944	33,8%
Total Largo Plazo	4.265	5.755	-25,9%	79.710	97,9%
Total	4.497	6.039	-25,5%	81.450	100,0%

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

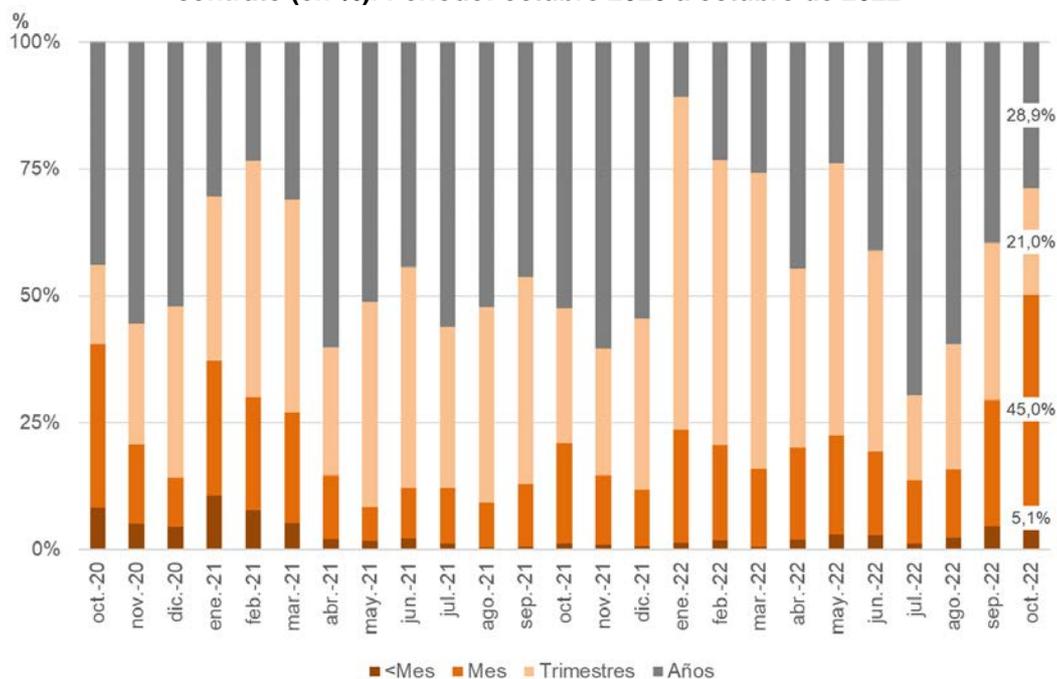
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: octubre de 2020 a octubre de 2022



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

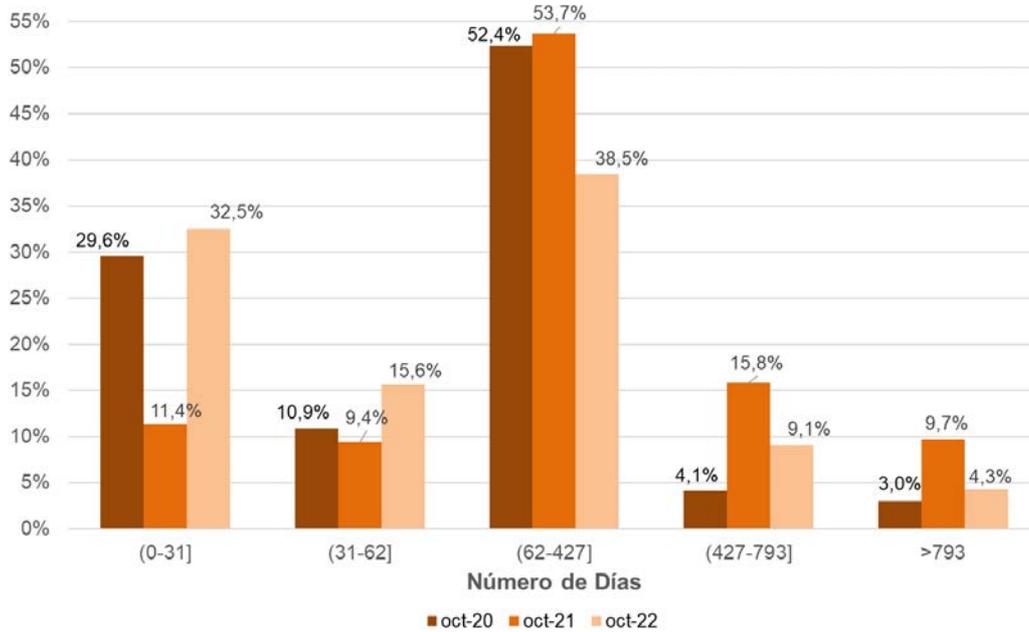
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: octubre 2020 a octubre de 2022



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

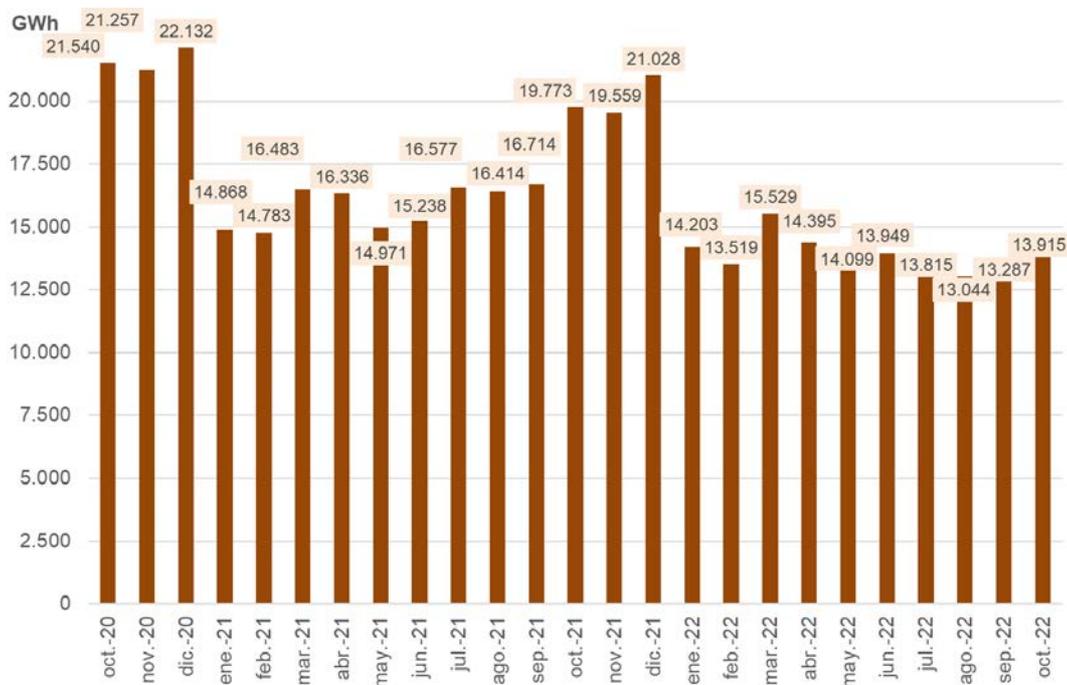
Gráfico 11. Energía negociada en octubre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

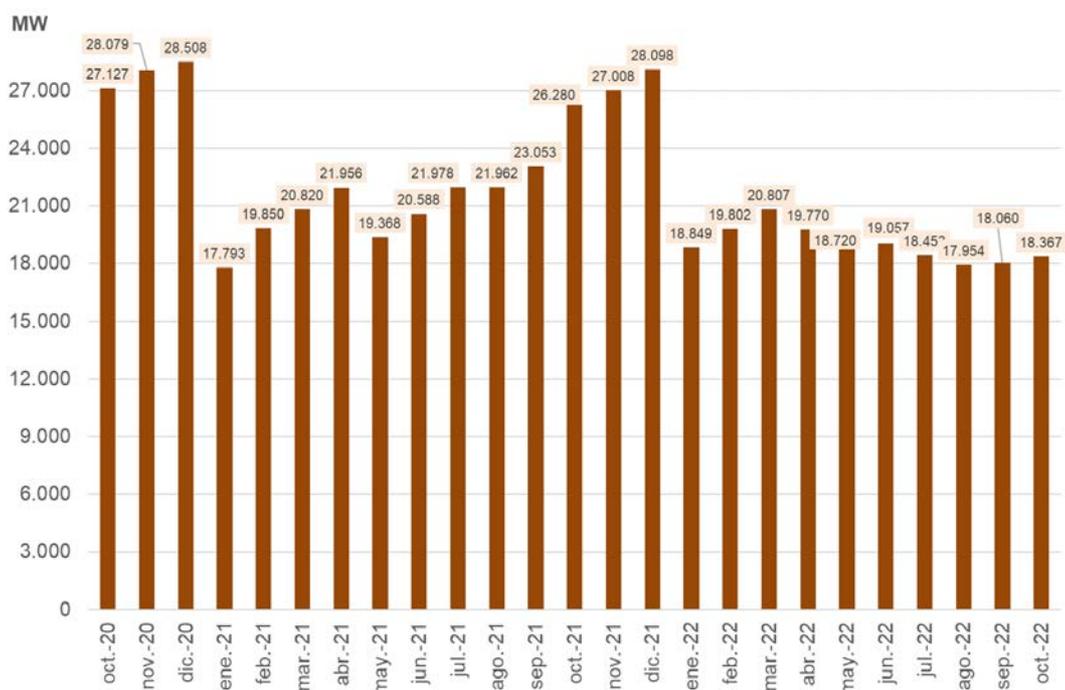
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: octubre de 2020 a octubre de 2022⁷



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

⁷ Al igual que para el resto de los meses analizados, en el mes de octubre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2022: mensual octubre-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 octubre 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: octubre de 2020 a octubre 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.

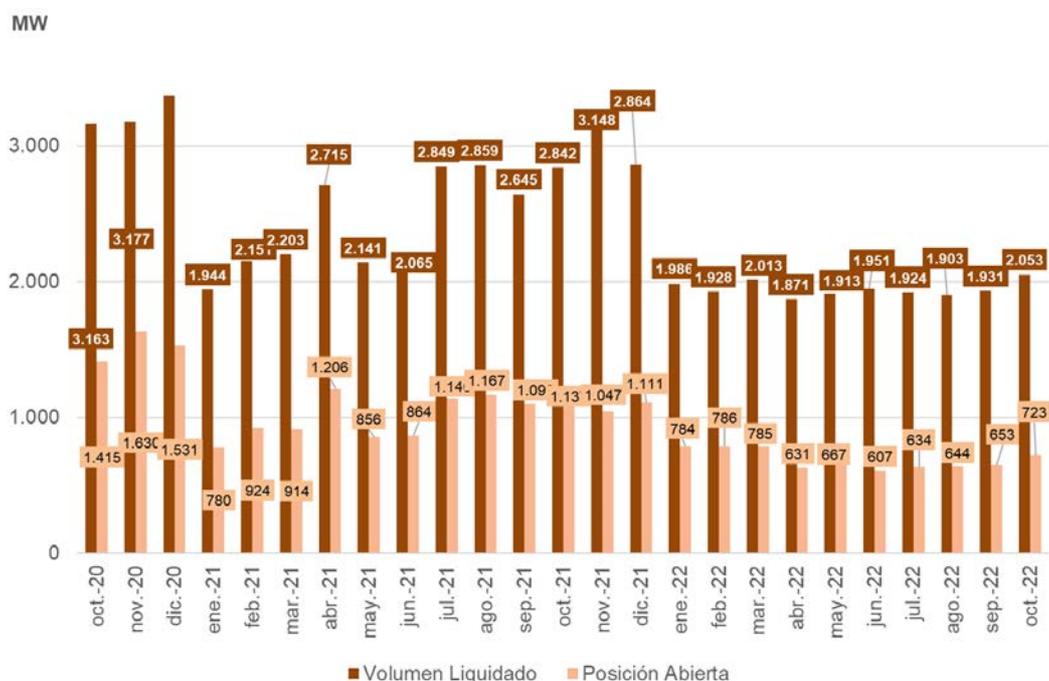
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de octubre de 2022 (18.367 MW) representó el 75% de la demanda horaria media de dicho mes (24.522 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^{8*}

Periodo: octubre de 2020 a octubre 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.

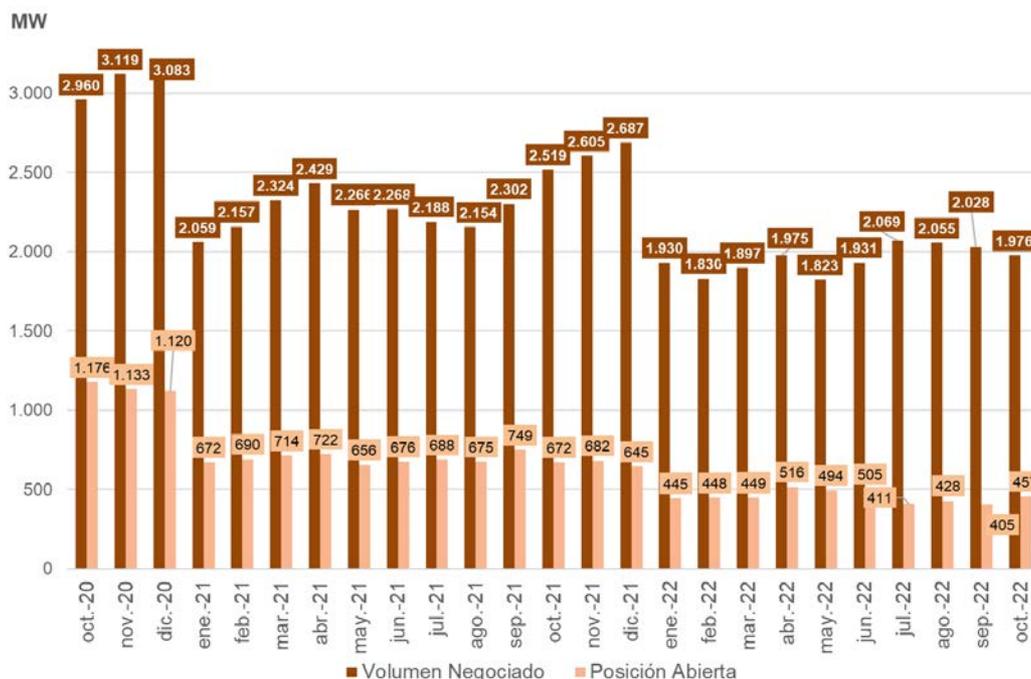
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁸ 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^{9*}

Periodo: octubre de 2020 a octubre 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.

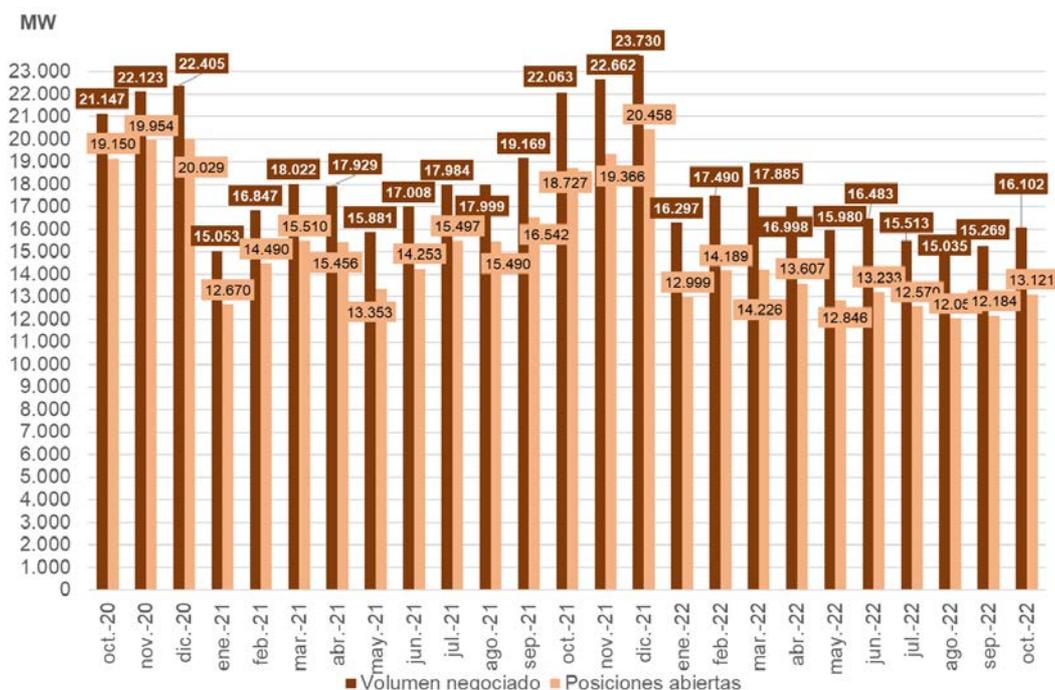
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁹ 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 abierta¹⁰ en European Commodity Clearing¹¹

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{12*}

Periodo: octubre de 2020 a octubre 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

¹⁰ 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.

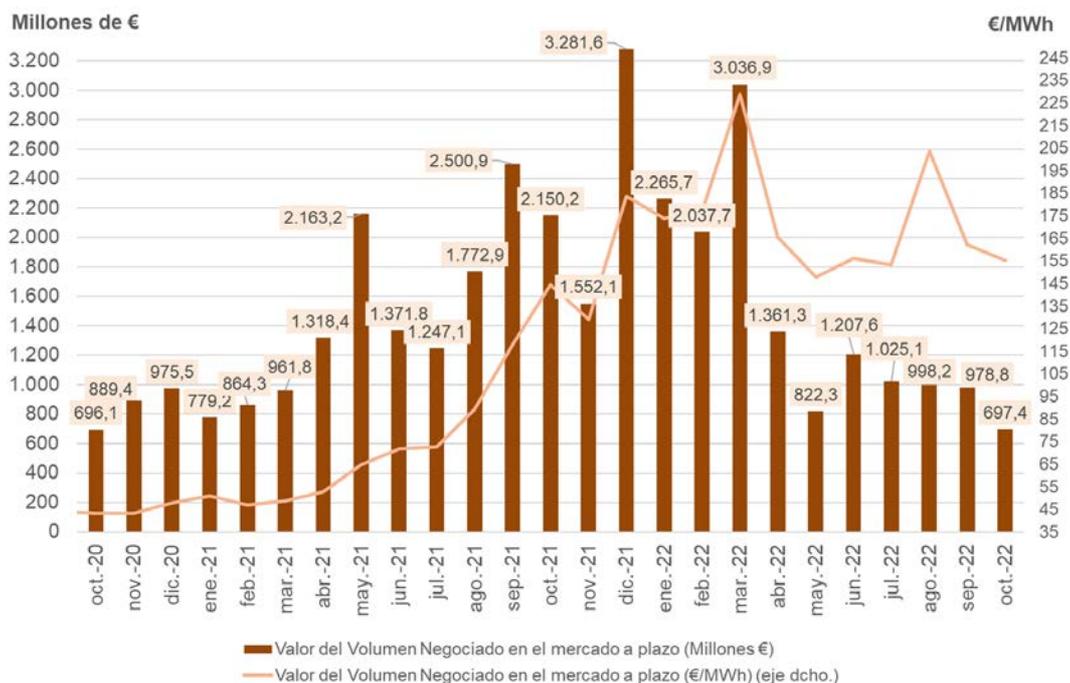
¹¹ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹² 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: octubre de 2020 a octubre de 2022



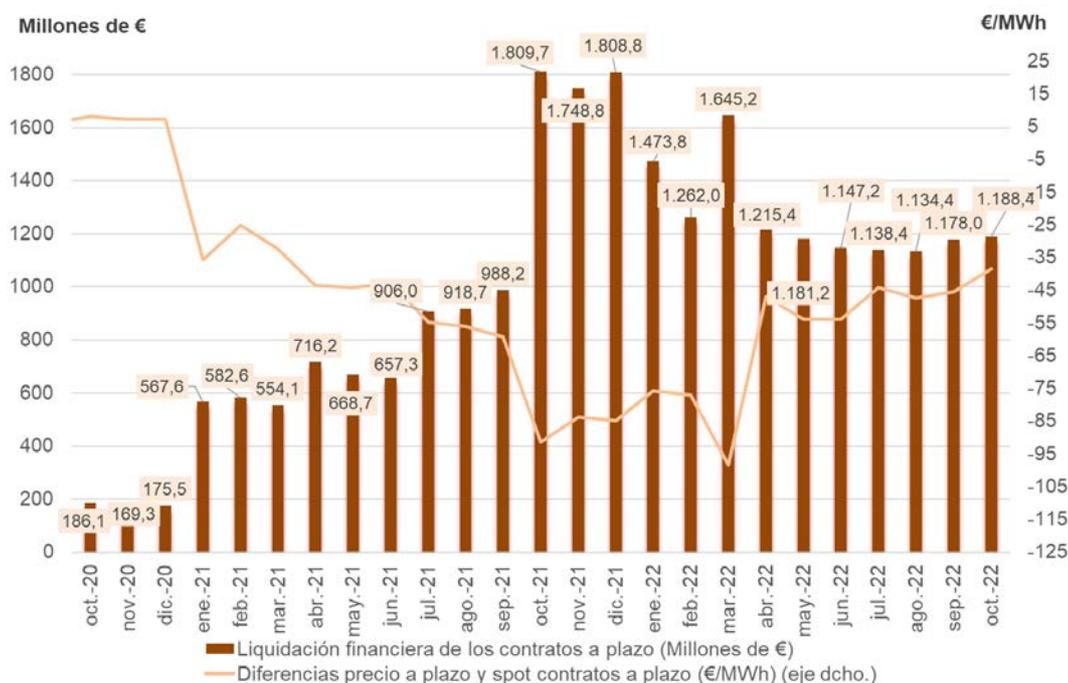
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en octubre de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 4,5 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en octubre de 2022: 155,10 €/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 octubre de 2022.

Periodo: octubre de 2020 a octubre 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 octubre de 2022 (mensual oct-22, trimestral Q3-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 116,19 €/MWh; siendo inferior en 39,06 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de octubre de 2022 (155,25 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en octubre de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 115,28 €/MWh, superior en 2,95 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 octubre de 2022 (112,34 €/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*.

Periodo: octubre de 2020 a octubre de 2022



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

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

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

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

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

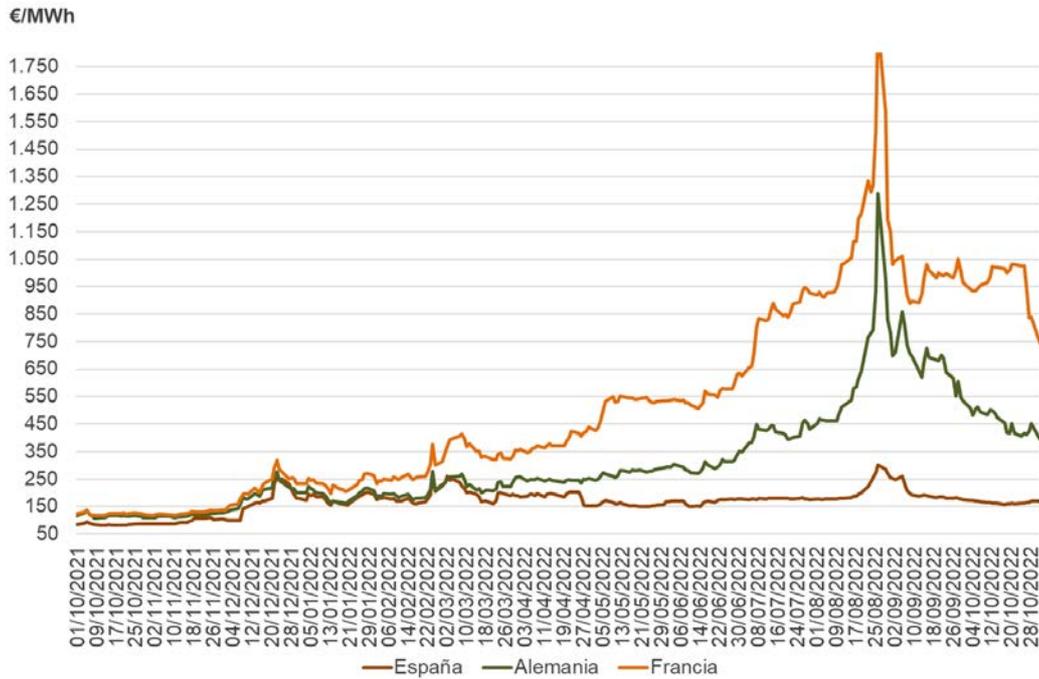
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	octubre-22	septiembre-22	% Variación oct. vs. sep.	octubre-22	septiembre-22	% Variación oct. vs. sep.	octubre-22	septiembre-22	% Variación oct. vs. sep.
nov.-22	143,50	151,75	-5,4%	207,63	423,14	-50,9%	341,81	895,00	-61,8%
dic.-22	151,00	155,25	-2,7%	303,55	454,82	-33,3%	746,41	1.330,00	-43,9%
Q1-23	170,50	175,00	-2,6%	400,00	535,00	-25,2%	755,00	964,96	-21,8%
Q2-23	180,00	190,83	-5,7%	313,00	388,66	-19,5%	301,33	353,90	-14,9%
Q3-23	244,64	212,49	15,1%	312,30	380,14	-17,8%	289,20	329,70	-12,3%
YR-23	210,25	198,13	6,1%	373,15	453,44	-17,7%	470,27	551,89	-14,8%

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

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.

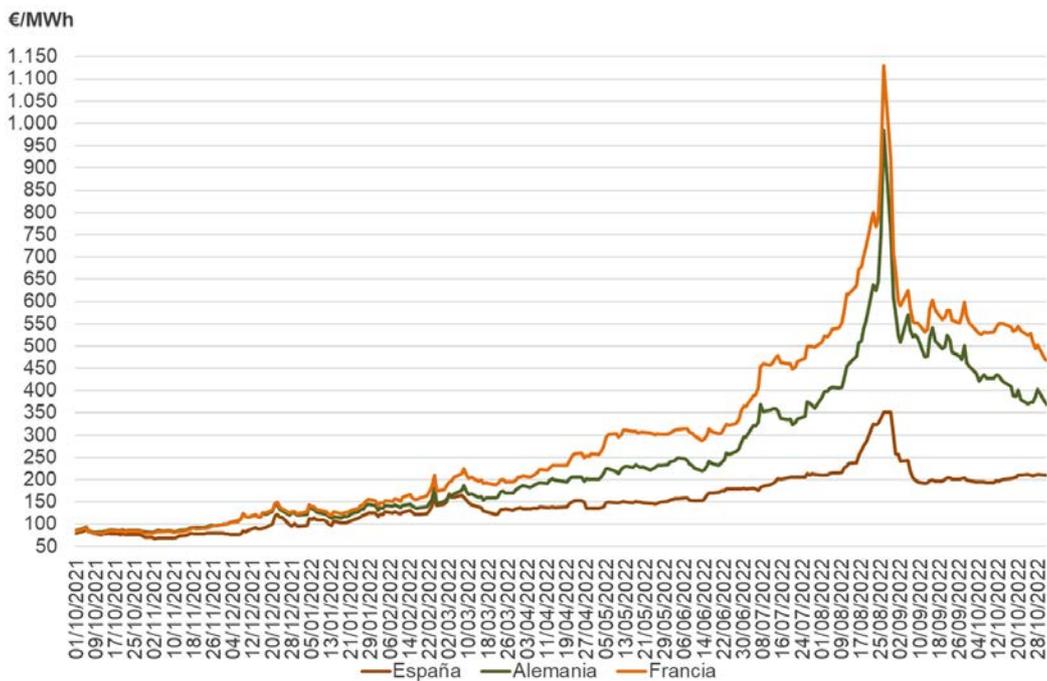
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 octubre de 2021 a 31 de octubre de 2022



Fuente: EEX y OMIP

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



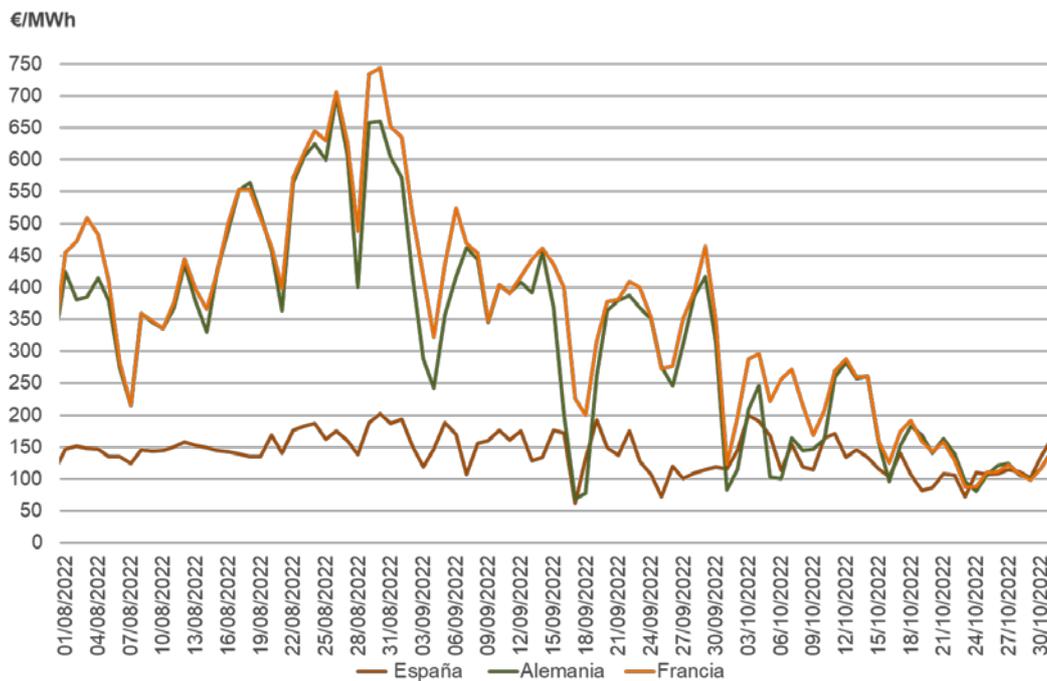
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	octubre-22	septiembre-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	127,21	141,07	-9,8%
Alemania	152,60	346,12	-55,9%
Francia	178,88	394,70	-54,7%

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 agosto a 30 de octubre 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: octubre de 2020 a octubre de 2022

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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	169.662	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

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 post¹³ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de octubre de 2020 a octubre 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
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
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

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

¹³ 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 Oct.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Sep.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-oct-22	Mín.	Máx.	30-sep-22	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	92,85	88,24	98,78	87,92	84,63	94,79	5,6%
Brent entrega a un mes	94,83	88,86	97,92	87,96	84,06	95,74	7,8%
Brent entrega a doce meses	82,76	77,66	85,01	75,67	74,98	84,96	9,4%
Gas natural Europa							
TTF en €/MWh							
Gas TTF Spot	29,00	27,50	129,50	159,00	159,00	234,18	-81,8%
Gas TTF entrega Q1-23	130,25	130,25	185,00	195,50	195,50	246,00	-33,4%
Gas TTF entrega Q2-23	127,20	127,20	176,00	-	180,00	209,50	-
Gas TTF entrega YR-23	130,75	130,75	175,25	182,00	175,00	235,00	-28,2%
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	23,21	7,85	59,76	58,02	44,37	130,72	-60,0%
Gas NBP entrega Q1-23	115,58	115,58	168,69	178,45	177,84	219,63	-35,2%
Gas NBP entrega Q2-23	103,10	103,10	143,50	148,28	144,07	172,81	-30,5%
Gas NBP entrega Q3-23	98,39	98,39	137,03	142,83	139,23	167,26	-31,1%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	50,32	24,41	116,27	77,24	77,24	165,95	-34,9%
PVB-ES a un mes	90,24	58,58	113,69	99,67	97,67	181,00	-9,5%
PEG Spot	19,65	14,50	95,00	68,00	61,45	169,00	-71,1%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Nov-22	219,25	219,25	313,85	313,45	293,00	385,00	-30,1%
Carbón ICE ARA Q1-23	216,10	216,10	303,77	303,00	284,35	363,63	-28,7%
Carbón ICE ARA YR-23	209,80	209,80	288,27	286,86	270,85	342,42	-26,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	79,97	65,94	81,21	66,73	65,15	80,79	19,8%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	82,97	68,78	84,17	69,64	68,06	83,89	19,1%

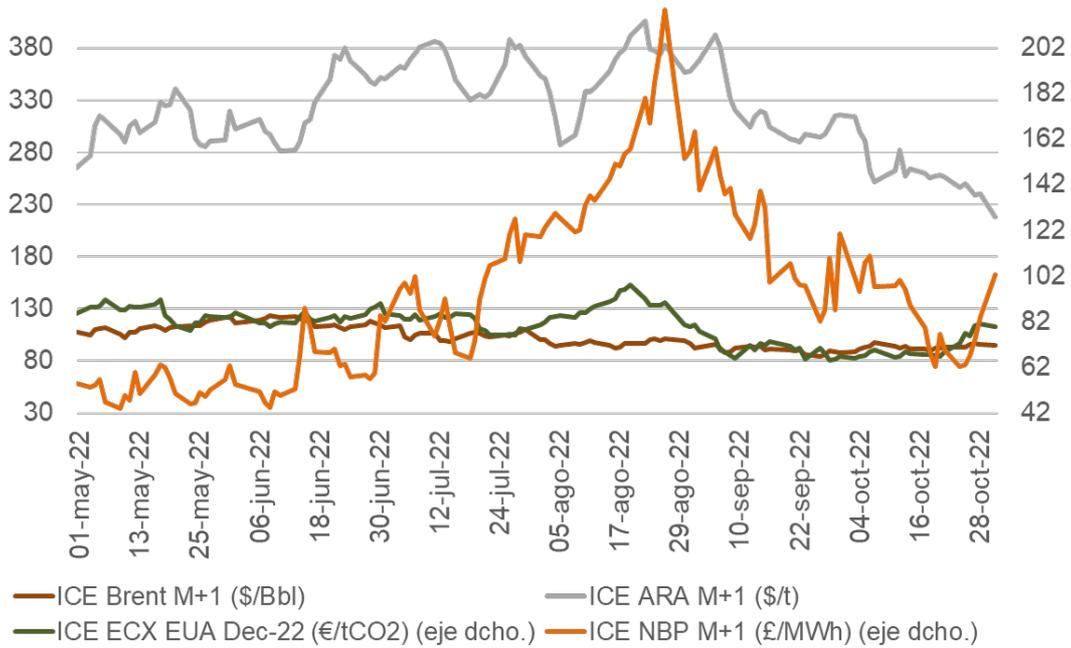
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 septiembre a 30/09/2022.

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

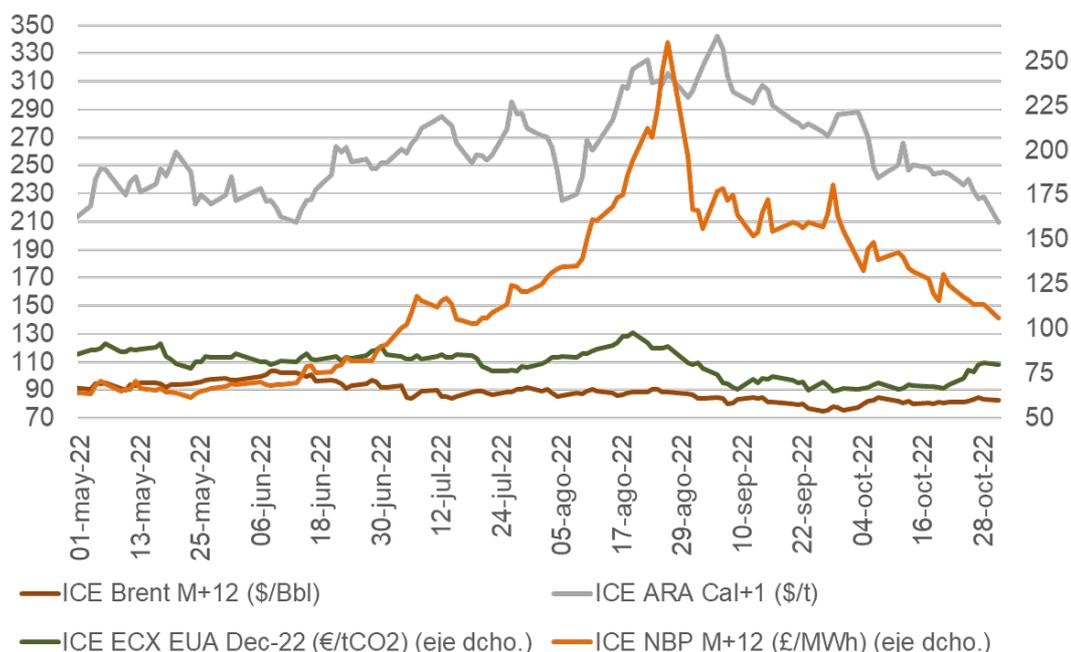
A cierre del mes de octubre de 2022 (31 de octubre), el tipo de cambio del dólar respecto al euro se depreció con relación al cierre del mes de septiembre, pasando de 0,97 \$/€ a 0,99 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 31 de octubre se apreció con relación al cambio a cierre del mes de septiembre, pasando de 0,88 £/€ a 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 mayo a 31 de octubre de 2022



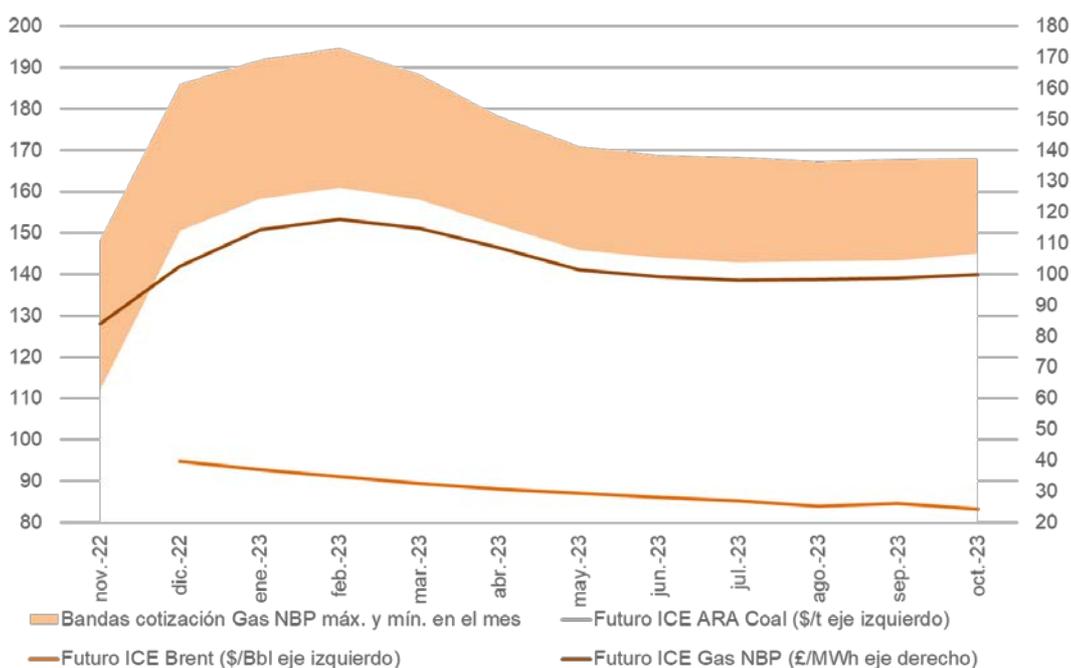
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 mayo a 31 de octubre de 2022



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

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



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

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

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

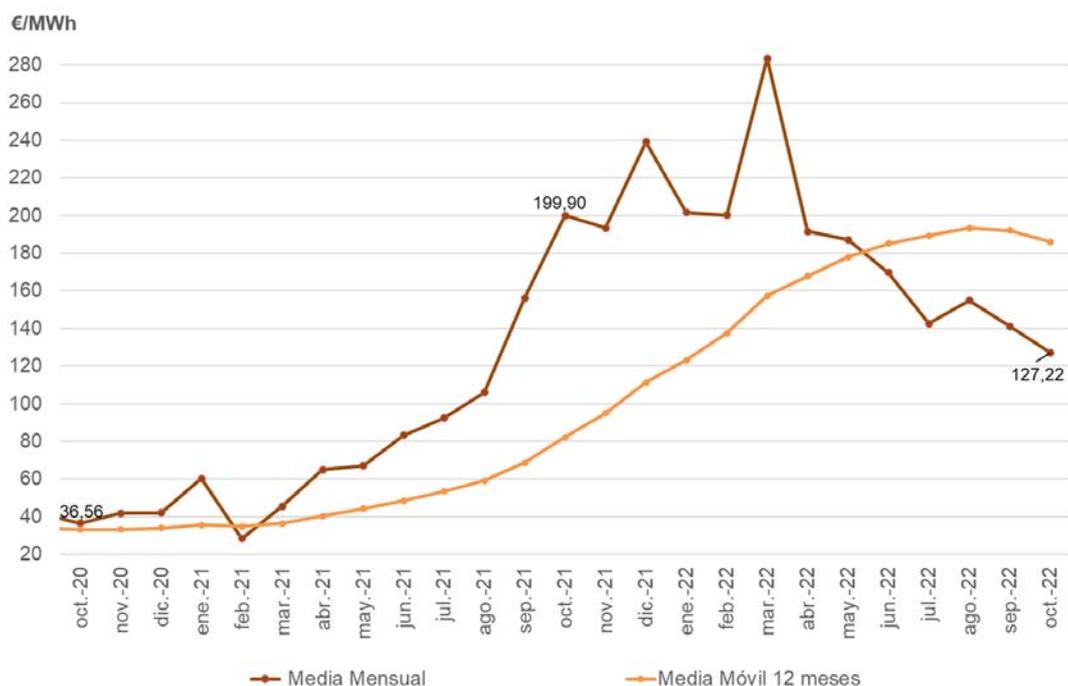
Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Gráfico 28. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

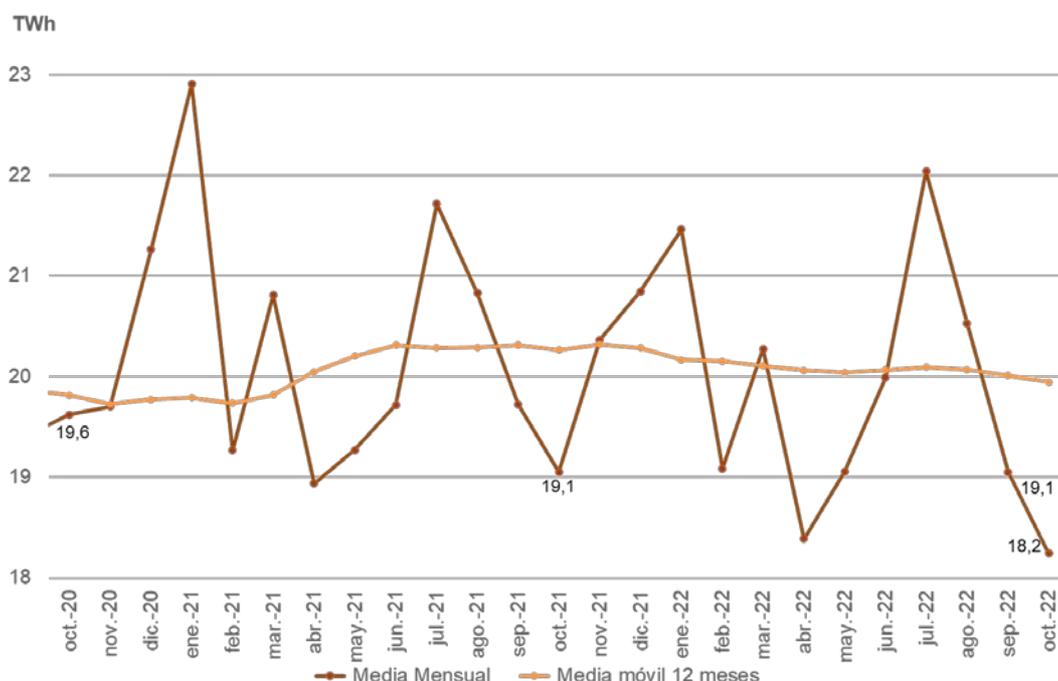
Gráfico 29. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.

Periodo: octubre de 2020 a octubre de 2022



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	oct-22	sep-22	oct-21	% Var. oct-22 vs. sep-22	% Var. oct-22 vs. oct-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,12	1,47	1,20	-23,8%	-7,1%	32,05	13,2%	16,62	8,4%
Nuclear	4,02	4,85	4,76	-17,0%	-15,4%	54,13	22,2%	46,63	23,5%
Carbón	0,38	0,64	0,47	-39,9%	-18,5%	4,93	2,0%	6,70	3,4%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	6,58	7,23	3,81	-9,0%	72,7%	37,69	15,5%	53,80	27,2%
Eólica	5,02	4,05	4,21	23,9%	19,2%	59,30	24,4%	46,81	23,6%
Solar fotovoltaica	1,94	2,58	1,72	-24,8%	12,7%	20,31	8,3%	24,25	12,2%
Solar térmica	0,19	0,44	0,29	-57,9%	-35,3%	4,93	2,0%	4,17	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,38	0,35	0,20	7,1%	91,3%	4,57	1,9%	4,07	2,1%
Cogeneración	1,12	0,76	2,15	47,9%	-48,0%	26,33	10,8%	15,36	7,8%
Residuos	0,20	0,18	0,23	16,0%	-13,2%	2,81	1,2%	2,10	1,1%
Total Generación	20,95	22,55	19,42	-7,1%	7,9%	247,48	101,7%	220,59	111,3%
Consumo en bombeo	-0,56	-0,53	-0,37	5,5%	49,9%	-4,60	-1,9%	-4,90	-2,5%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,06	-0,07	-0,03	-12,7%	100,0%	-0,87	-0,4%	-0,46	-0,2%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-2,08	-2,90	0,02	-28,1%	-9568,2%	1,41	0,6%	-17,10	-8,6%
Total Demanda transporte	18,24	19,05	19,05	-4,2%	-4,2%	243,44	100,0%	198,12	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

