

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

IS/DE/003/22

26 de enero 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 Q4-22 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

Reducción del precio spot, en un cambio de tendencia respecto al mes anterior

En septiembre de 2022, el precio del mercado spot en España descendió un 8,9% respecto al de agosto. En media, el descenso fue de 13,82 €/MWh, situándose en 141,07 €/MWh frente a 154,89 €/MWh del mes anterior. En septiembre de 2022 se registró una reducción de la demanda eléctrica peninsular en barras de central de un 3,4% respecto a septiembre de 2021 (la reducción fue del 4,1% una vez corregidos los efectos de temperatura y laboralidad). La caída de la demanda, junto con el incremento de las producciones hidráulica y eólica con relación al mes anterior (+12% y +4,5%, respectivamente), condujo a este descenso de precios.

Asimismo, y de forma más notable que para el precio spot español, disminuyó el precio spot tanto en Alemania (-25,6%; -119,07 €/MWh), que se situó en 346,12 €/MWh, como en Francia (-19,9%; -97,79 €/MWh), que alcanzó los 394,70 €/MWh. En esta tendencia descendente habría incidido, entre otros factores, la caída generalizada de la demanda y de las referencias europeas de gas, ya que, en el caso del mercado francés, se mantuvo una elevada indisponibilidad de generación nuclear (con solo 27 reactores en operación, de un total de 56).

El acoplamiento entre los mercados francés y español, en el mes de septiembre, se produjo en 8 de las 720 horas. El escaso acoplamiento se debió principalmente a la aplicación del mecanismo de ajuste.

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

Durante el mes de septiembre descendieron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados (con la excepción del contrato trimestral Q4-23 con subyacente francés, cuyo precio aumentó un 3,3%; +32,91 €/MWh).

En esta evolución de precios habrían incidido, entre otros, la expectativa de nuevas medidas de la Unión Europea para contener los altos precios de la energía y, adicionalmente, en el caso de Alemania el anuncio de la posible extensión de la vida útil de dos de sus centrales nucleares, cuyo cierre estaba previsto para finales de 2022, con el objetivo de que dichas centrales continúen produciendo en el primer trimestre de 2023 (como parte del plan de emergencia del país). Asimismo, en el mercado francés habría incidido, sobre la evolución de las cotizaciones de los contratos a plazo, la previsión de entrada en operación de 19

reactores nucleares, en situación de indisponibilidad, a lo largo del cuarto trimestre de 2022.

Para el subyacente español la caída de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre -60,37 €/MWh del contrato anual con liquidación en 2023 (198,13 €/MWh a cierre de septiembre) y de -91,02 €/MWh del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2022 (151,75 €/MWh a cierre de mes). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de los contratos a plazo descendieron entre -35,40 €/MWh del contrato trimestral Q2-23 (388,66 €/MWh a cierre de septiembre) y -304 €/MWh del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2022 (423,14 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, el descenso de las cotizaciones osciló entre -36,10 €/MWh del contrato trimestral Q2-23 (353,90 €/MWh a cierre de septiembre) y -273,22 €/MWh para el contrato mensual con liquidación en noviembre de 2022 (895 €/MWh a cierre de mes).

A 30 de septiembre de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (198,13 €/MWh) se mantuvo por debajo (spread negativo de 255,31 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (453,44 €/MWh), así como por debajo (spread negativo de 353,76 €/MWh) de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (551,89 €/MWh).

Aumento del volumen negociado de contratos a plazo en el mercado OTC

En el mes de septiembre de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 6 TWh, un 23,2% superior al volumen negociado el mes anterior (4,9 TWh), e inferior en un 71,5% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (21,2 TWh). Este aumento del volumen negociado respecto al mes anterior estuvo motivado por el incremento de la negociación en el mercado OTC (+29,6%; 5,9 TWh), ya que, por el contrario, descendió la negociación en los mercados organizados de OMIP (-87,3%; 0,02 TWh) y de EEX (-35,9%; 0,1 TWh). De este modo, descendió en el mes de septiembre el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 2,3%; 0,1 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) respecto al mes anterior (7,1%; 0,3 TWh).

Asimismo, en el mes de septiembre, se registró un incremento de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés respecto al mes anterior (+42,2%), mientras que se registró un descenso de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (-19,2%; véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en septiembre de 2022 (6 TWh) representó el 31,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19 TWh); inferior al porcentaje

(95,3%) que representó la negociación en dichos mercados en septiembre de 2021 (21,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,7 TWh)¹.

En septiembre de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en septiembre de 2022 y en el cuarto trimestre de 2022, con un volumen de 2,9 TWh (el 48,2% del volumen total negociado), seguidos de los contratos con vencimiento en el año 2023, con un volumen de 1,7 TWh (el 28,4% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2024, con 0,8 TWh negociados (el 12,8% del volumen total negociado), y los contratos con liquidación en el año 2025 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 0,6 TWh (el 10,6% del volumen total negociado en septiembre) (ver Gráfico 11).

Aumento de la liquidación financiera de los contratos a plazo

Hasta el 30 de septiembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2022 se situó en torno a 13.288 GWh, un 1,4% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en agosto de 2022 (13.475 GWh), y un 20,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2021 (16.714 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en septiembre de 2022, el 97,9% (13.003 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual septiembre-22, trimestral Q3-22 y anual 2022), mientras que el 2,1% restante (285 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 30 de septiembre de 2022, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en septiembre de 2022 (13.288 GWh) ascendería a 1.219,7 millones de €³, un 3,8% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en agosto de 2022 (1.175,6 millones de €).

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

² La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio del mercado de contado.

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

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en septiembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 118,01 €/MWh, inferior en 48,65 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2022 (166,66 €/MWh)⁴.

Descenso generalizado de las referencias europeas de gas

Si bien en el mes de agosto se registraron precios máximos en los mercados de gas europeos, en los dos últimos días de dicho mes comenzó a observarse una tendencia bajista en las cotizaciones de gas europeas que terminó extendiéndose a lo largo de todo el mes de septiembre, a pesar de la reducción del suministro de gas noruego (con mantenimientos programados), la suspensión indefinida de los flujos de gas ruso a través del gasoducto Nord Stream 1, desde el 1 de septiembre, la amenaza de sanciones a Ucrania por parte de Gazprom y el aumento de la preocupación por el suministro tras las fugas detectadas, el 28 de septiembre, tanto en el Nord Stream 1 como en el 2, atribuidas a un sabotaje.

El descenso observado en los precios fue consecuencia de varios factores: las temperaturas suaves registradas en todo el continente, las previsiones de aumento de la capacidad de regasificación europea, con la puesta en funcionamiento, el 14 de septiembre, de una nueva regasificadora flotante en Países Bajos (que se suma a los otros 13 nuevos proyectos para los próximos dos años en Europa), el buen ritmo de inyección y de nivel de llenado de los almacenamientos (a 27 de septiembre, al 87,7% en Europa y al 89,1% en España), el abastecimiento continuo de GNL, que llegó a provocar incluso retrasos en las descargas, y el nivel de llenado de los tanques (en España al 74% a 27 de septiembre), así como la expectativa de medidas regulatorias de la Comisión Europea para contener los altos precios de la energía.

Los precios del gas en el mercado español siguieron la misma tendencia descendente, aunque más acusada, que se vio reflejada en un aumento del spread con la principal referencia europea, el TTF. Así, el diferencial de precios entre la referencia PVB en MIBGAS para el contrato con entrega en el mes de octubre (99,67 €/MWh a cierre de mes) y la cotización del TTF (187,67 €/MWh a cierre de mes) aumentó significativamente (+67,12 €/MWh), pasando de -39,91 €/MWh en el mes de agosto a -107,03 €/MWh en el mes de septiembre (PVB<TTF).

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de septiembre provienen del contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los nueve primeros meses del año 2022.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ mostró también una tendencia descendente, influido por la preocupación ante una recesión económica, la incertidumbre ante las posibles medidas regulatorias de la Comisión Europea para contener los elevados precios energéticos y la baja demanda. De este modo, el precio de los derechos con entrega en diciembre de 2022 (EUA Dec-22) descendió un 16,6%, hasta situarse en 66,73 €/tCO₂, a 30 de septiembre; mientras que la cotización de los derechos con entrega en diciembre de 2023 (EUA Dec-23) descendió un 16,2%, situándose en 69,64 €/tCO₂, a 30 de septiembre.

Por lo que se refiere a la evolución de las cotizaciones del carbón, disminuyó la cotización del contrato a plazo anual de carbón Cal-23 (ICE ARA), que se redujo un 5,5%, situándose a cierre de mes en 286,86 \$/t. Asimismo, disminuyeron los precios del contrato Q4-22 (-10,5%; 313,13 \$/t a 30 de septiembre), y del contrato mensual octubre-22 (-11,9%; 315,50 \$/t a cierre del mes de septiembre), en un contexto de menor demanda.

En lo que respecta al Brent, se mantuvo la tendencia bajista de los cuatro últimos meses, pues los temores a una posible recesión económica global, que se vieron reforzados por la subida de tipos anunciada el 21 de septiembre por la Reserva Federal de Estados Unidos para contrarrestar la inflación, fueron superiores a la contracción de la oferta que se produjo en la última semana, con la reducción de la producción en el Golfo de México a causa del huracán Ian. Así, a 30 de septiembre, disminuyeron las referencias del petróleo Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista respecto a las del 31 de agosto (-9,1%, -8,8% y -12,7%), situándose en 87,92 \$/Bbl, 87,96 \$/Bbl y 75,67 \$/Bbl, respectivamente.

La demanda de gas natural en el mes de septiembre (28,1 TWh) registró un descenso del 6,9% respecto al mismo mes del año anterior, debido a la disminución de la demanda convencional (-38%; 12,4 TWh), y a pesar del aumento de la demanda para generación eléctrica (+54,1%; 15,7 TWh).

A 26 de septiembre, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, a 30 de septiembre, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 26,4% respecto al 31 de agosto, hasta situarse en 135,55 €/MWh. Durante el mes de septiembre se debilitó la demanda de GNL a corto plazo en la cuenca asiática, debido a los elevados niveles de almacenamiento de cara al invierno y a las restricciones chinas por COVID-19, mientras que el reinicio de la producción de la planta australiana de GNL de Shell Prelude fortaleció la oferta, presionando los precios a la baja.

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 SEPTIEMBRE DE 2022				MES DE AGOSTO DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. sep-22 vs. ago-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-22	148,50	225,00	148,50	170,86	239,00	265,00	153,25	192,39	-37,9%
FTB M Nov-22	151,75	270,28	151,75	181,40	242,77	265,00	155,57	193,34	-37,5%
FTB M Dec-22	155,25	278,23	155,25	187,65	242,77	265,00	156,25	193,43	-36,1%
FTB Q4-22	156,75 (*)	256,00	156,00	182,68	241,50	265,00	155,25	193,05	-35,1%
FTB Q1-23	175,00	260,00	175,00	197,77	255,00	300,00	176,06	210,03	-31,4%
FTB Q2-23	190,83	246,39	183,33	197,09	255,00	331,96	190,98	243,63	-25,2%
FTB Q3-23	212,49	257,27	190,87	214,17	258,22	387,10	227,86	294,10	-17,7%
FTB YR-23	198,13	256,06	191,25	206,65	258,50	351,00	210,00	264,18	-23,4%
FTB YR-24	105,50	167,75	101,33	120,56	169,75	204,00	147,50	169,86	-37,8%

(*) Cotización a 28/09/2022.

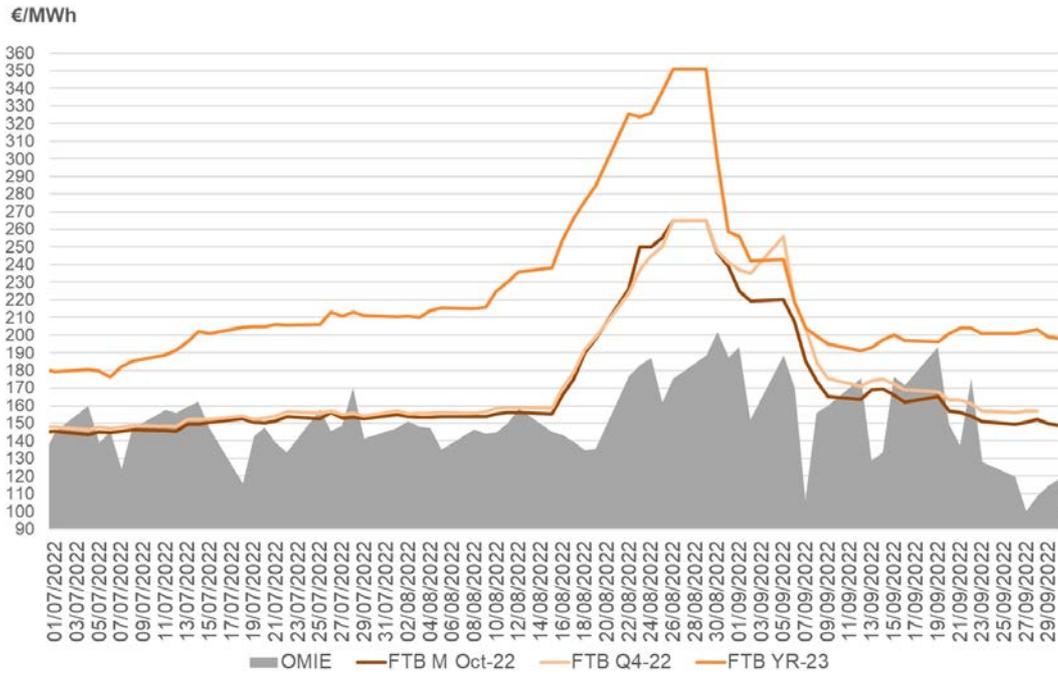
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2022 y de agosto a 31/08/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

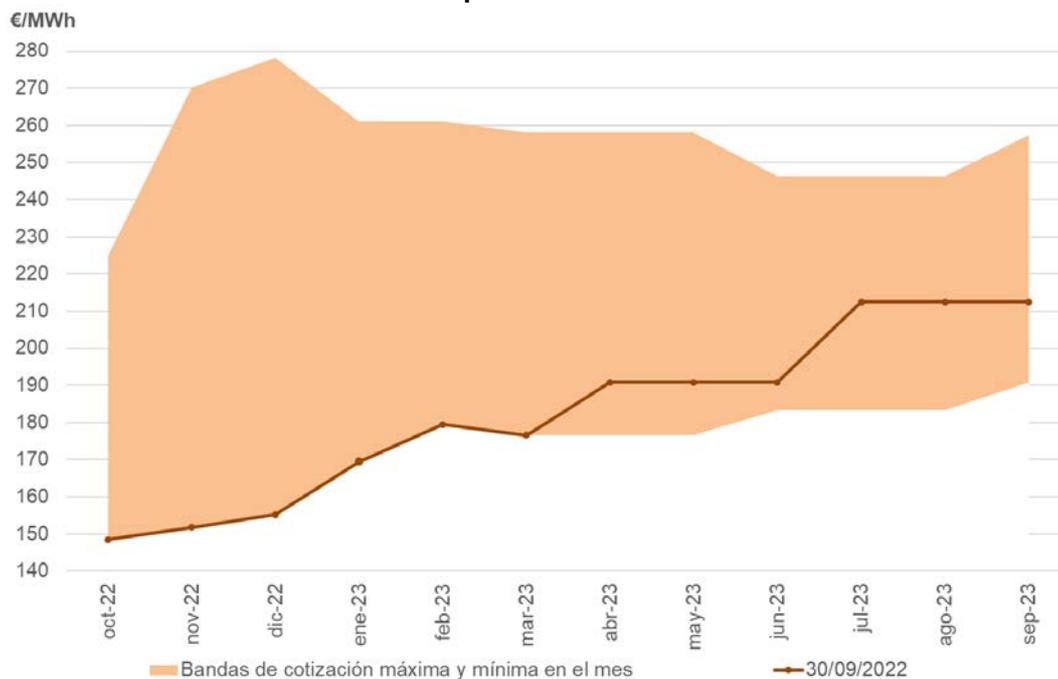
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de julio al 30 de septiembre de 2022



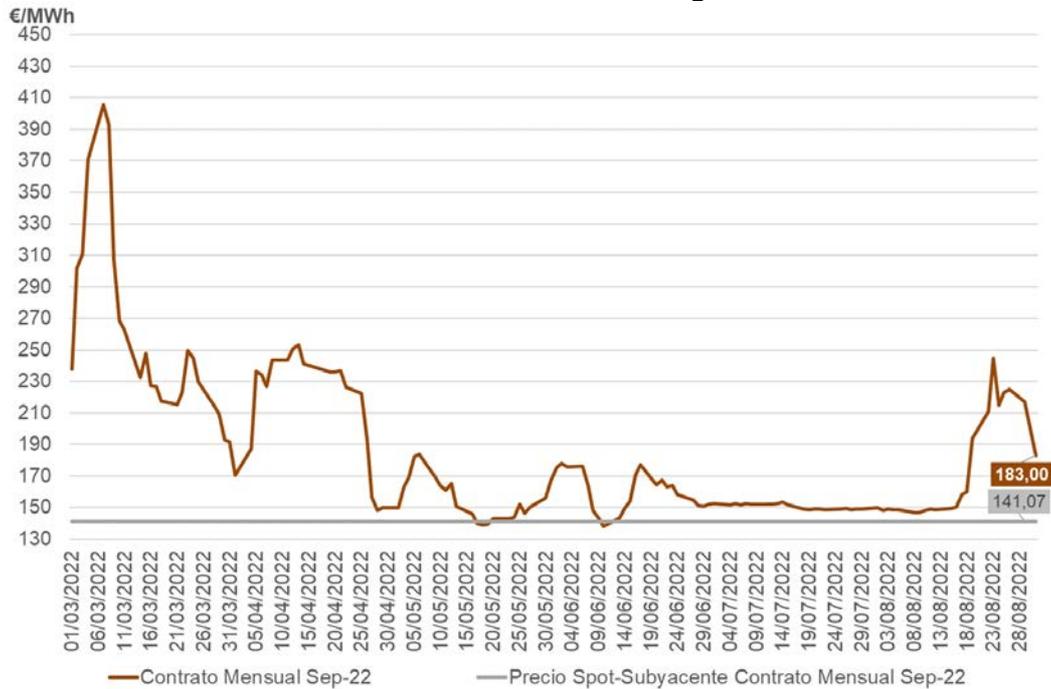
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



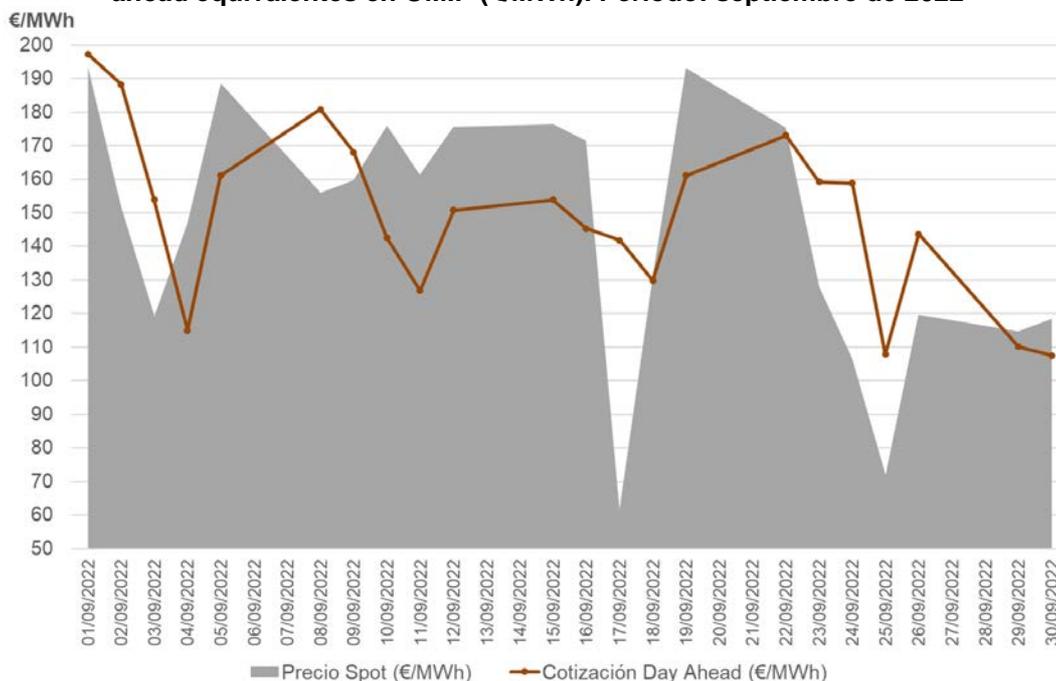
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2022 en OMIP vs. precio spot de septiembre de 2022. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de marzo al 31 de agosto 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: septiembre de 2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 148,94 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 145,35 €/MWh.

Prima de riesgo en septiembre de los contratos *day-ahead*: 3,59 €/MWh.

⁵ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

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

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

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual septiembre 2022	Mes anterior agosto 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
OMIP	21	163	-87,3%	799	9.769	1,0%	4,2%
EEX	120	187	-35,9%	3.117	9.640	4,0%	4,1%
OTC	5.899	4.552	29,6%	73.039	214.381	94,9%	91,7%
OTC registrado y compensado**:	6.748	6.015	12,2%	85.175	226.587	110,7%	96,9%
<i>OMIClear</i>	192	680	-71,8%	8.172	20.220	10,6%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	746	528	41,2%	8.581	26.594	11,2%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	5.811	4.807	20,9%	68.422	179.773	88,9%	76,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	6.040	4.902	23,2%	76.954	233.790	100,0%	100,0%

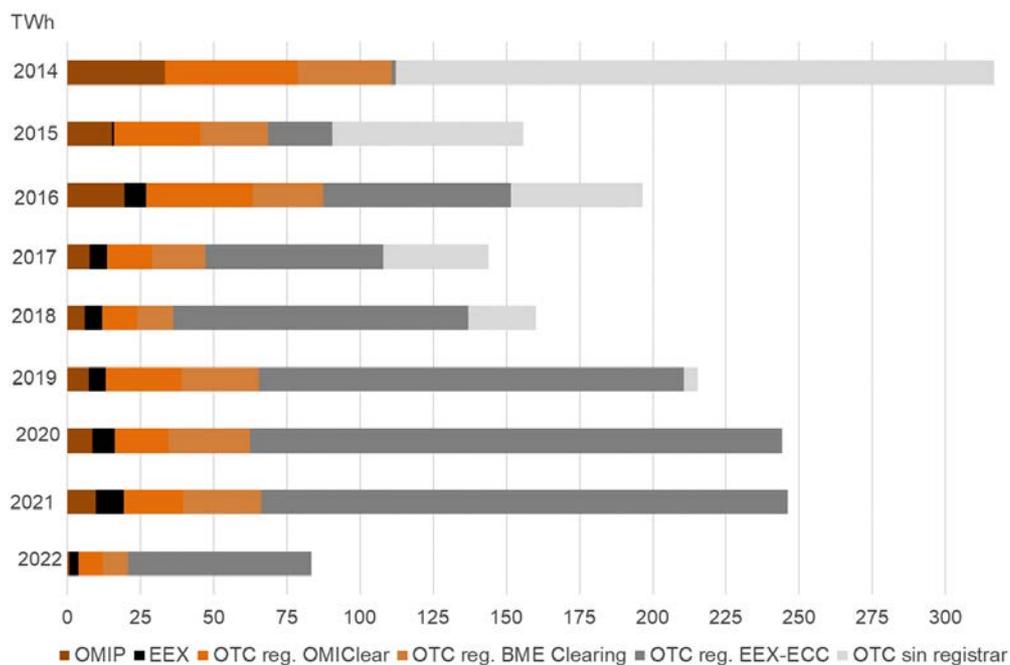
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

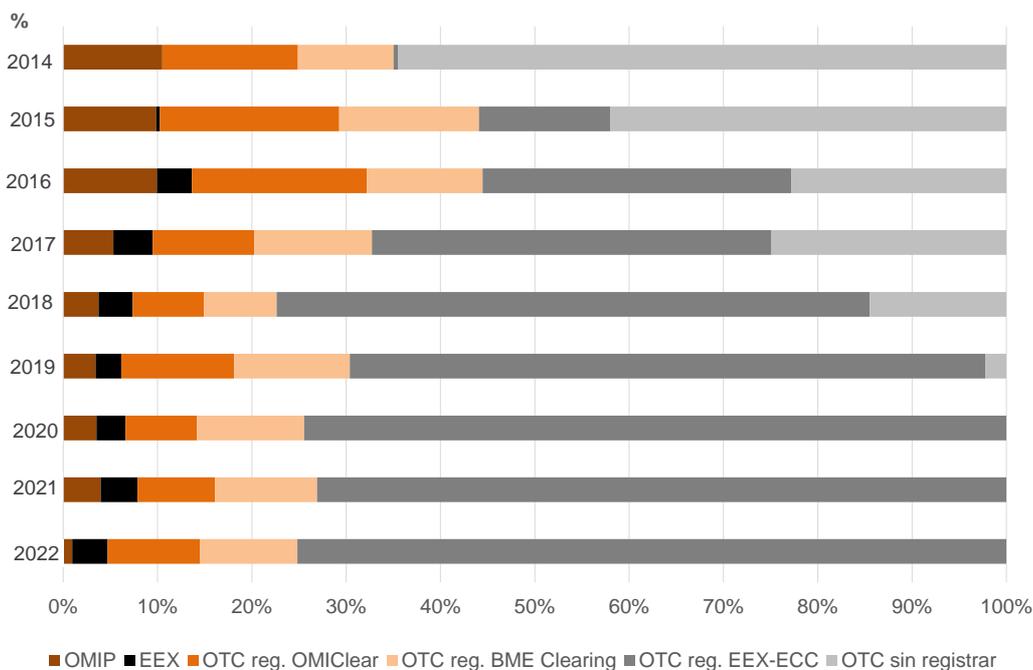
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



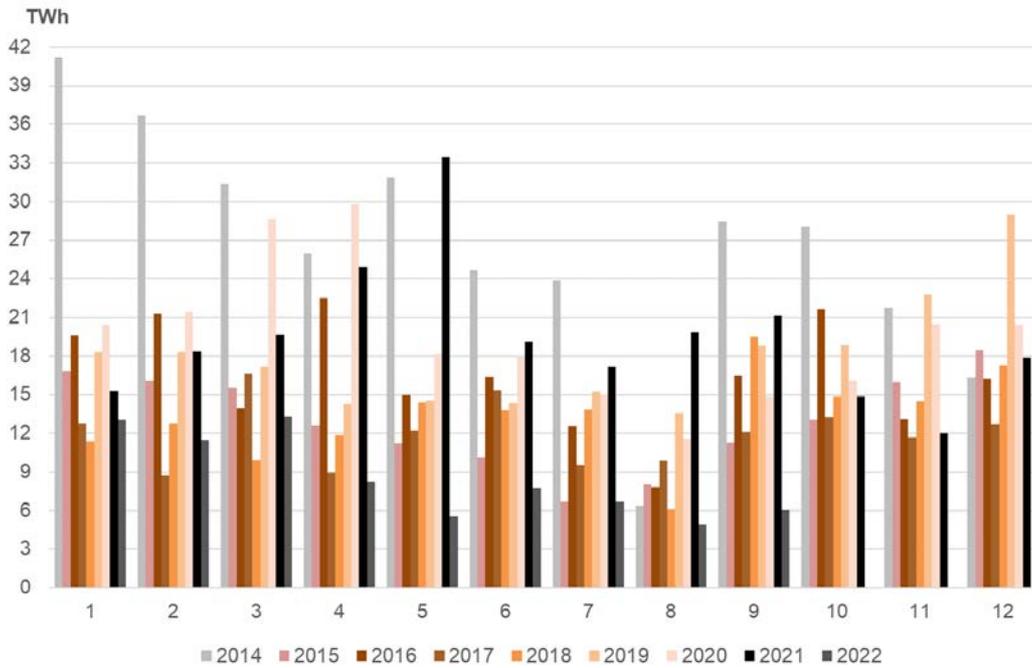
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



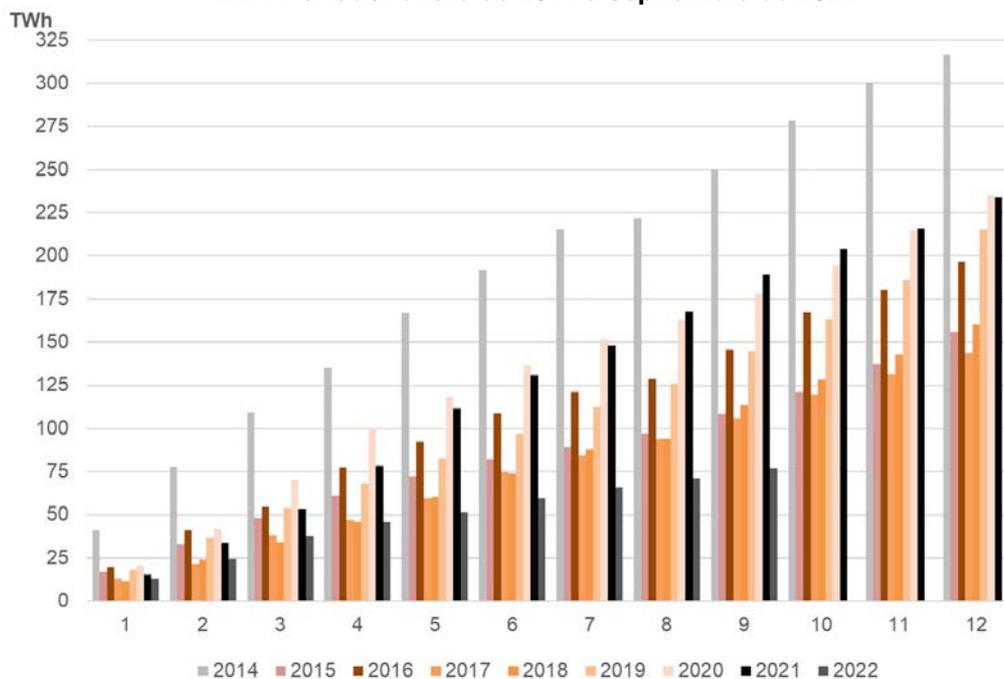
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

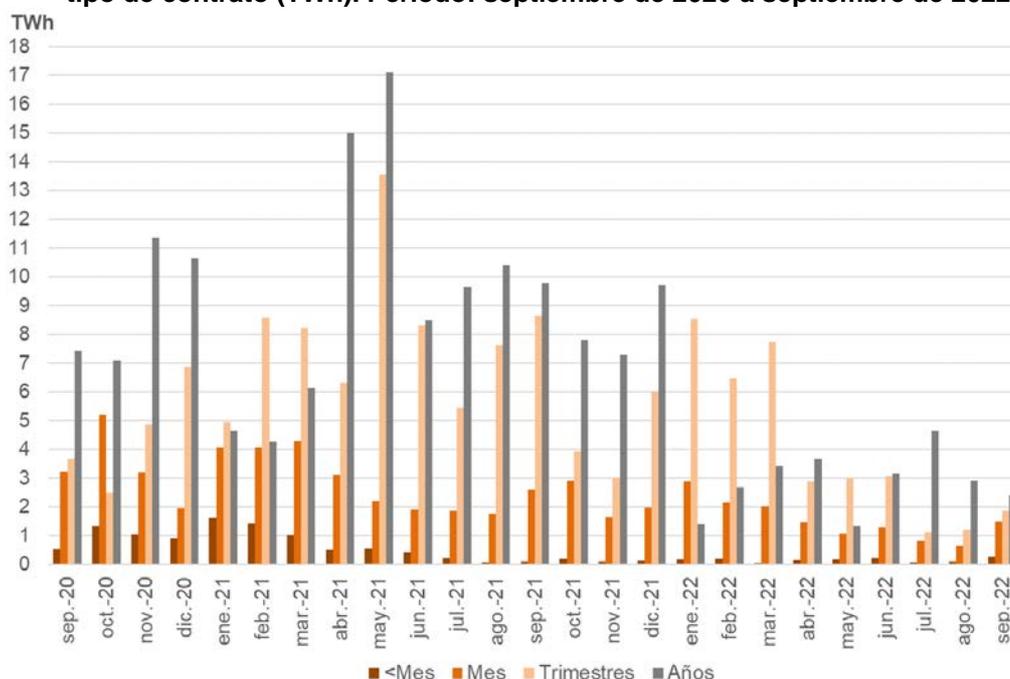
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 sep-22	Mes anterior ago-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022
Diario	114	71	60,1%	765	50,7%
Fin de semana	26	8	235,6%	162	10,7%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%
Semana	145	39	272,7%	563	37,3%
Total Corto Plazo	285	118	141,5%	1.510	2,0%
Mensual	1.497	656	128,3%	13.926	18,5%
Trimestral	1.864	1.211	54,0%	35.873	47,5%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	2.394	2.918	-18,0%	25.646	34,0%
Total Largo Plazo	5.755	4.784	20,3%	75.445	98,0%
Total	6.040	4.902	23,2%	76.954	100,0%

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

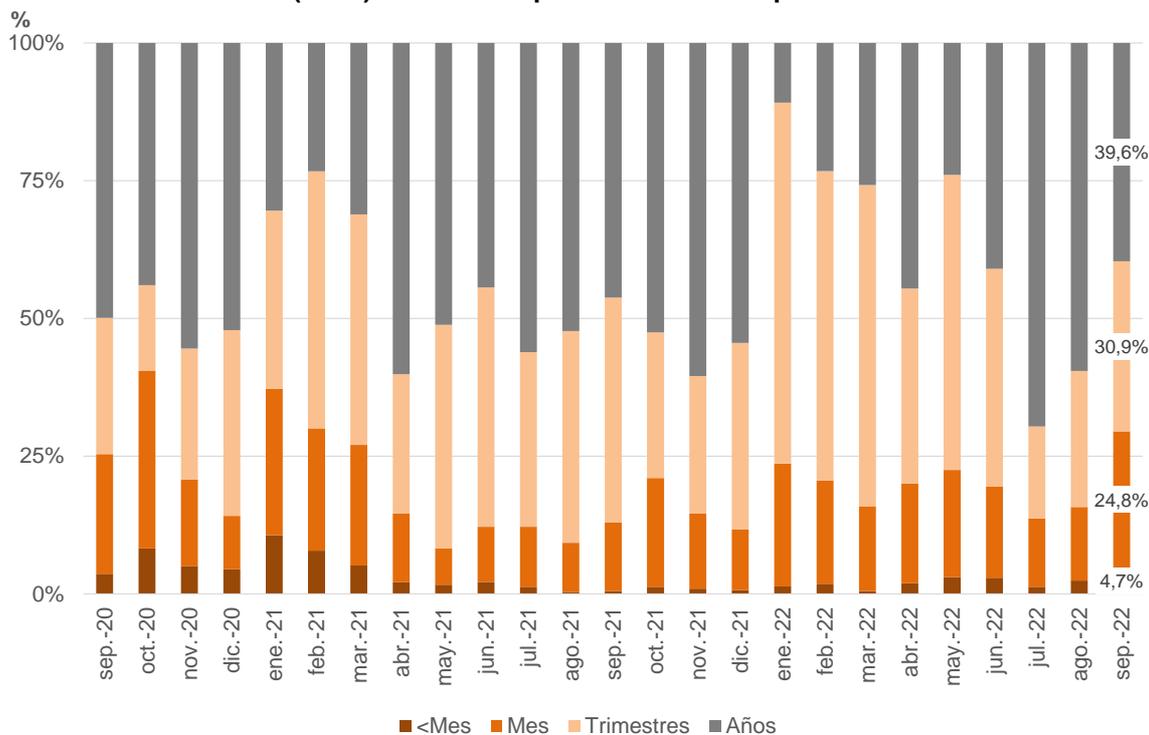
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: septiembre de 2020 a septiembre de 2022



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

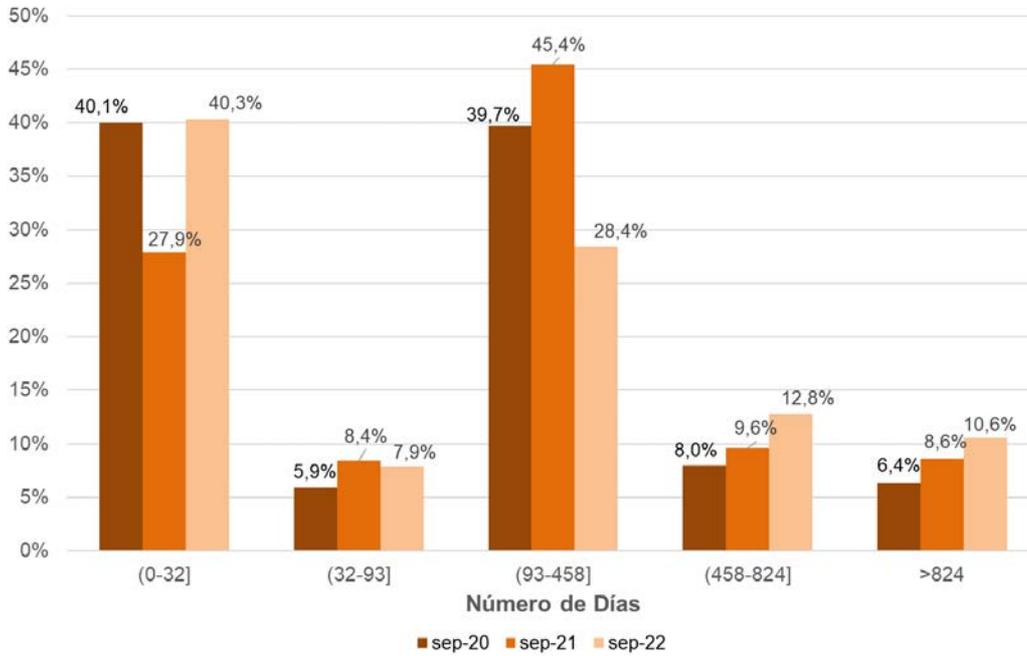
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: septiembre 2020 a septiembre de 2022



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

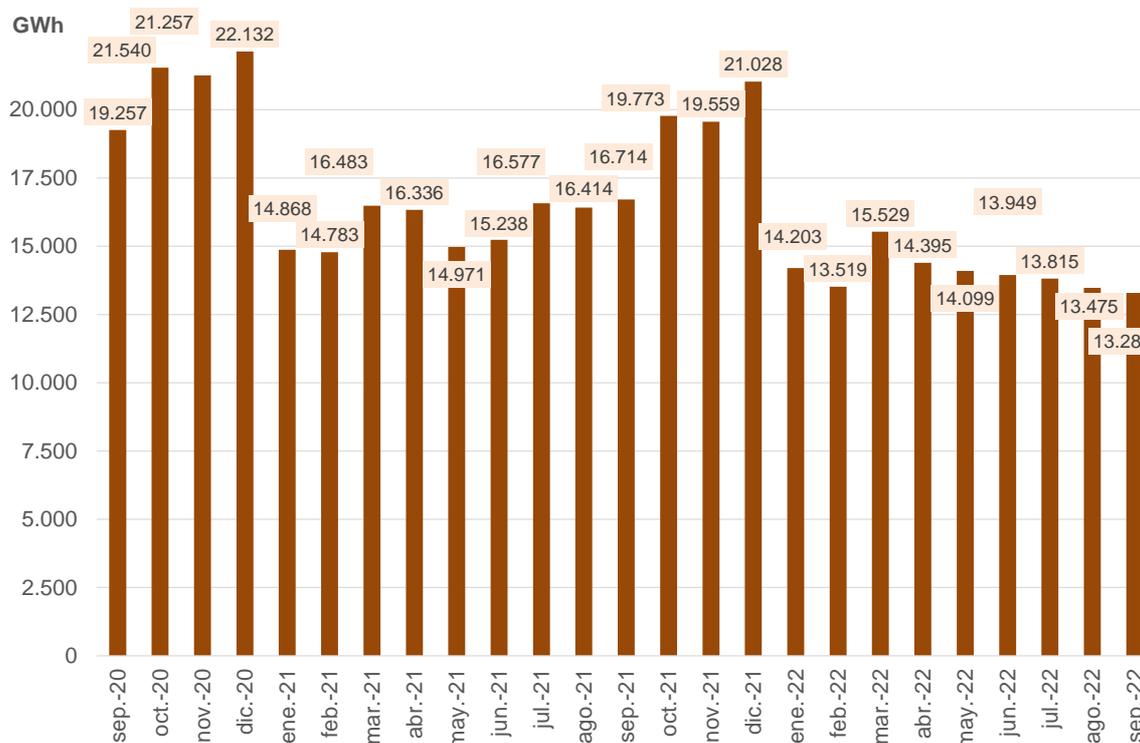
Gráfico 11. Energía negociada en septiembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

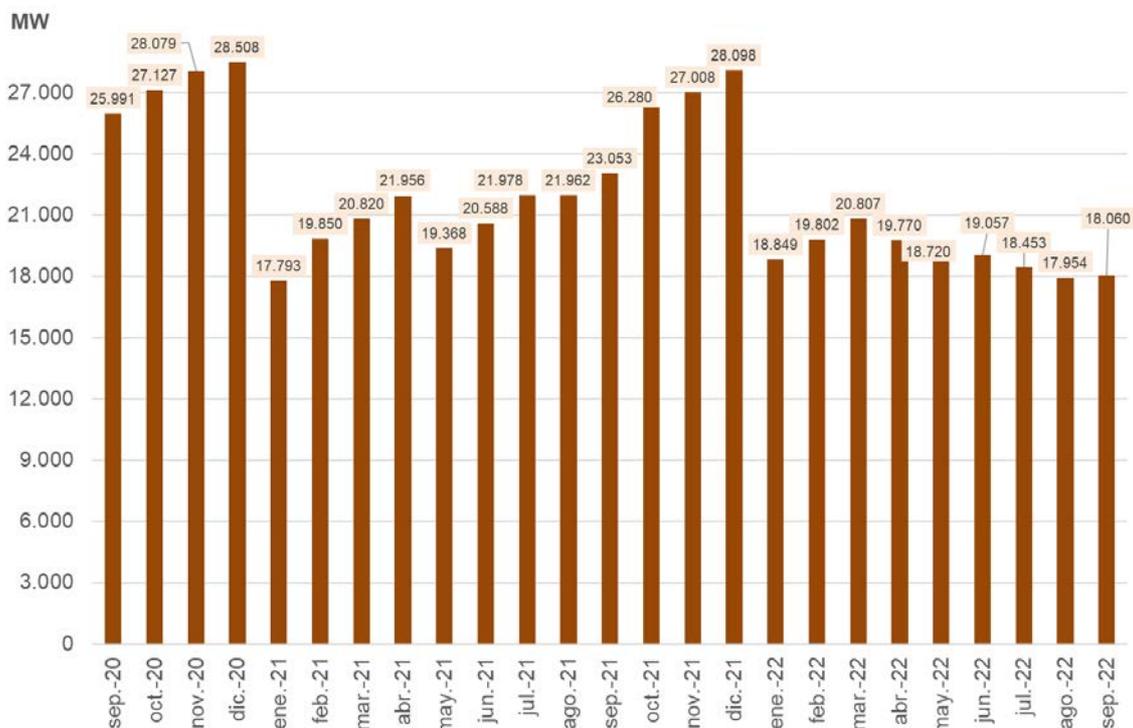
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: septiembre de 2020 a septiembre de 2022⁶



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

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de septiembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2022: mensual septiembre-22, trimestral Q3-22, 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 septiembre 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: septiembre de 2020 a septiembre 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.

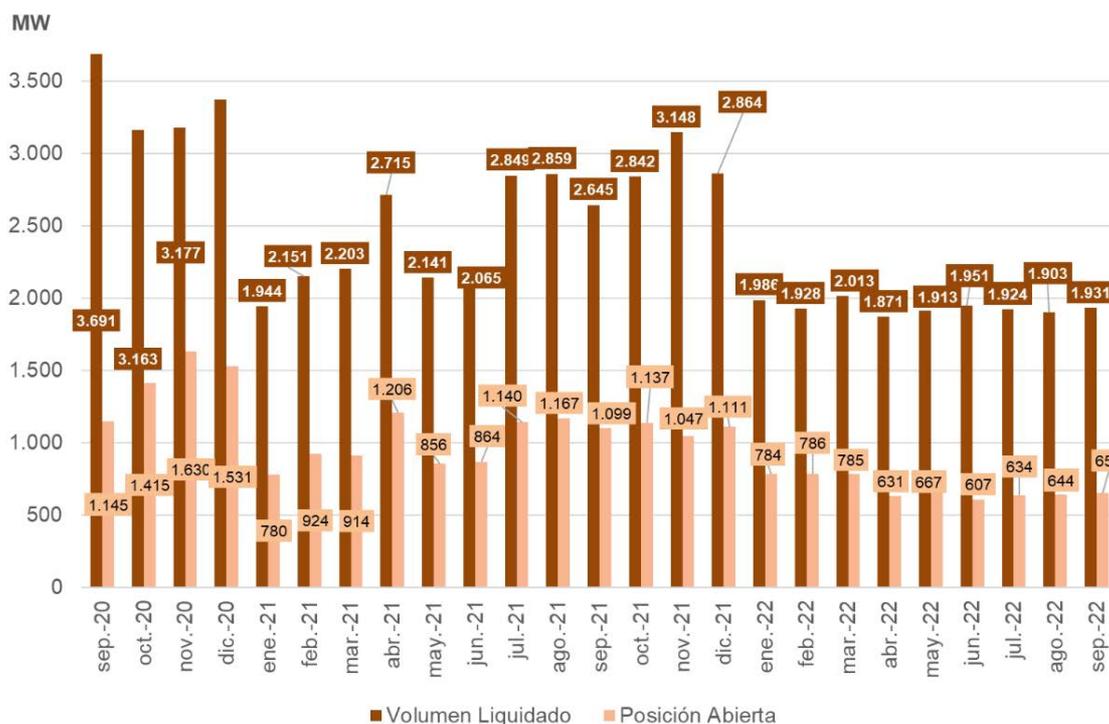
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de septiembre de 2022 (180.060 MW) representó el 67% de la demanda horaria media de dicho mes (26.458 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta^{7*}

Periodo: septiembre de 2020 a septiembre de 2022



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

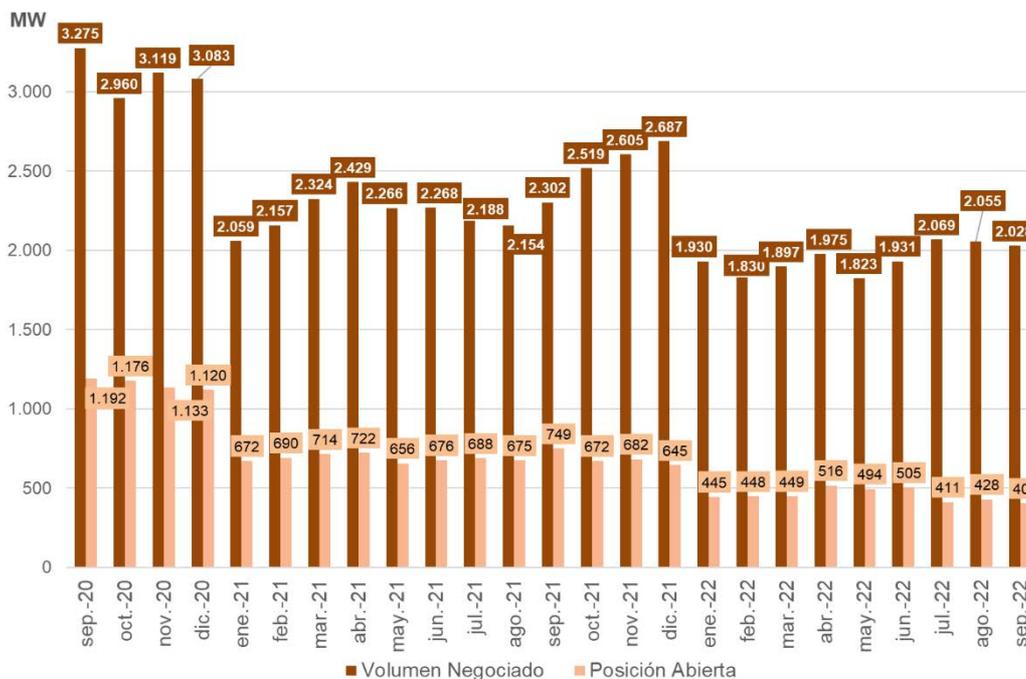
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁷ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta en BME Clearing

Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{8*}

Periodo: septiembre de 2020 a septiembre de 2022



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

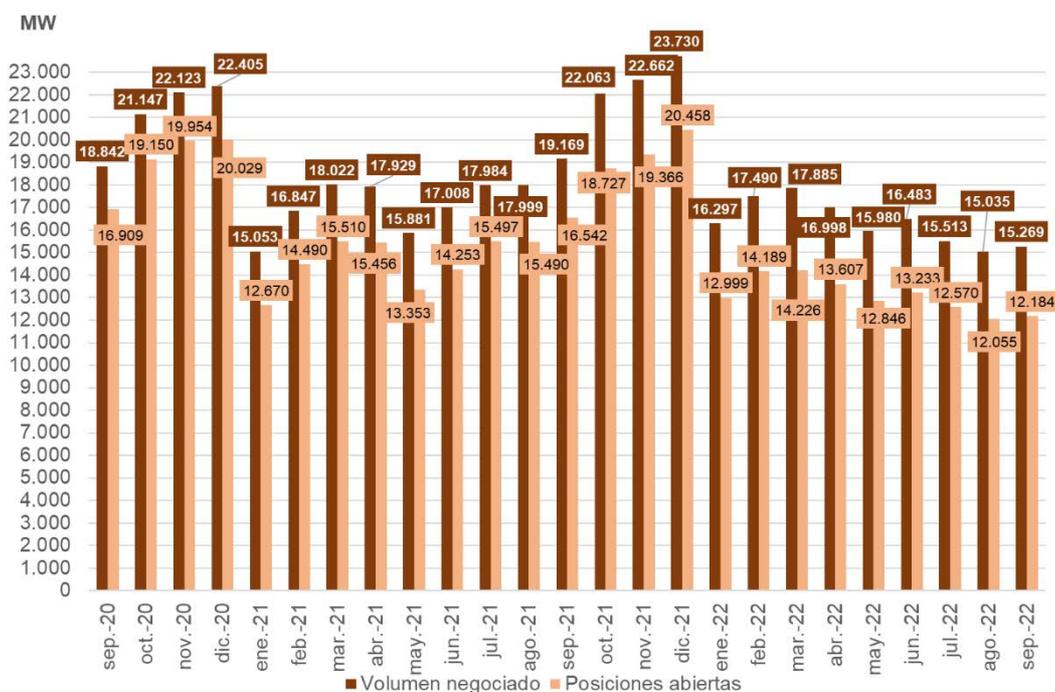
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁸ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el período de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

Posición abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

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

Periodo: septiembre de 2020 a septiembre 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

⁹ En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma de la posición abierta (número de contratos) en cada una de las CCPs podría sobrestimar la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los contratos con posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹¹ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

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

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



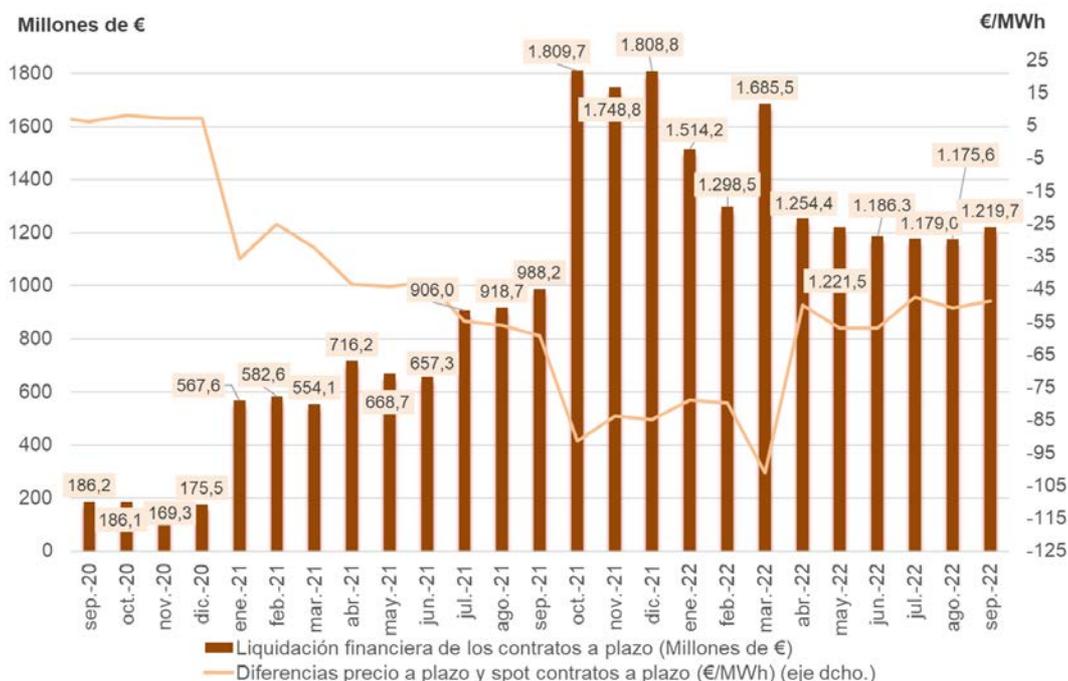
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en septiembre de 2022: 162,06 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de septiembre de 2022.

Periodo: septiembre de 2020 a septiembre de 2022



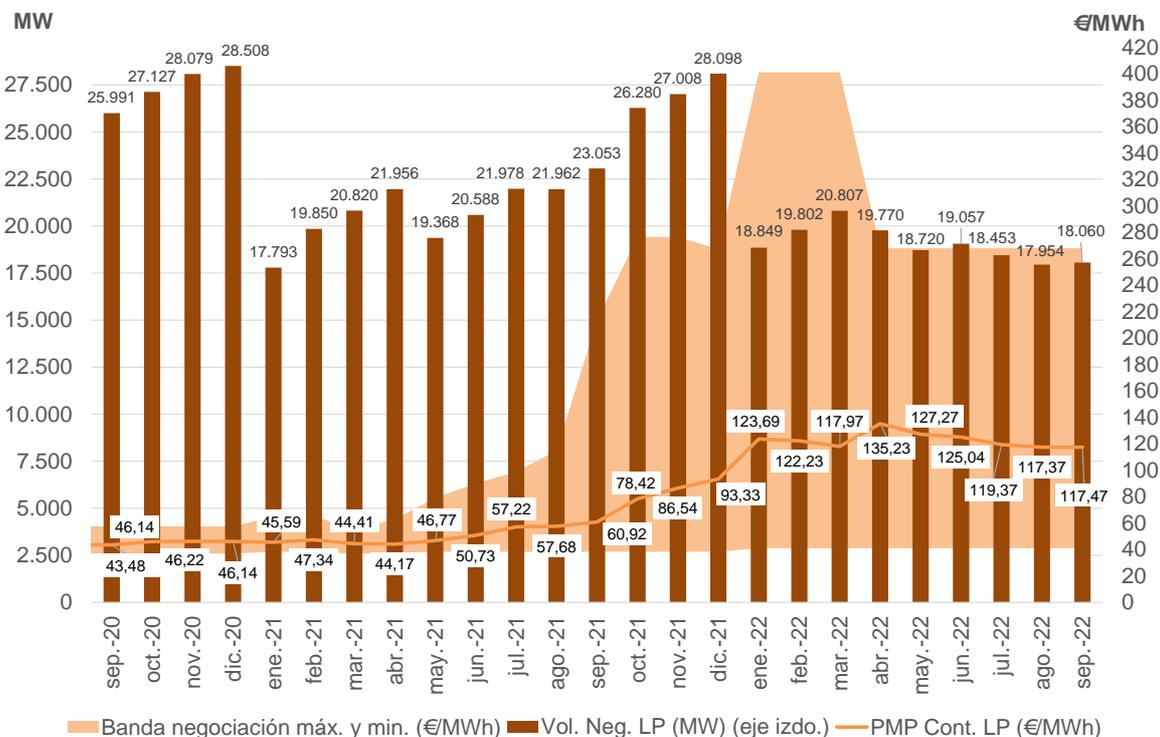
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de septiembre de 2022 (mensual sep-22, trimestral Q3-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 117,47 €/MWh; siendo inferior en 49,86 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de septiembre de 2022 (167,33 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en septiembre de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 143,03 €/MWh, superior en 6,62 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de septiembre de 2022 (136,40 €/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: septiembre de 2020 a septiembre 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)		
	septiembre-22	agosto-22	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-22	agosto-22	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-22	agosto-22	% Variación sep. vs. ago.
oct.-22	148,50	239,00	-37,9%	288,33	495,40	-41,8%	396,92	650,00	-38,9%
nov.-22	151,75	242,77	-37,5%	423,14	727,14	-41,8%	895,00	1.168,22	-23,4%
Q4-22	156,75 (*)	241,50	-35,1%	466,26 (*)	655,00	-28,8%	1.043,51	1.010,60	3,3%
Q1-23	175,00	255,00	-31,4%	535,00	780,01	-31,4%	964,96	1.148,25	-16,0%
Q2-23	190,83	255,00	-25,2%	388,66	424,06	-8,3%	353,90	390,00	-9,3%
YR-23	198,13	258,50	-23,4%	453,44	575,83	-21,3%	551,89	670,52	-17,7%

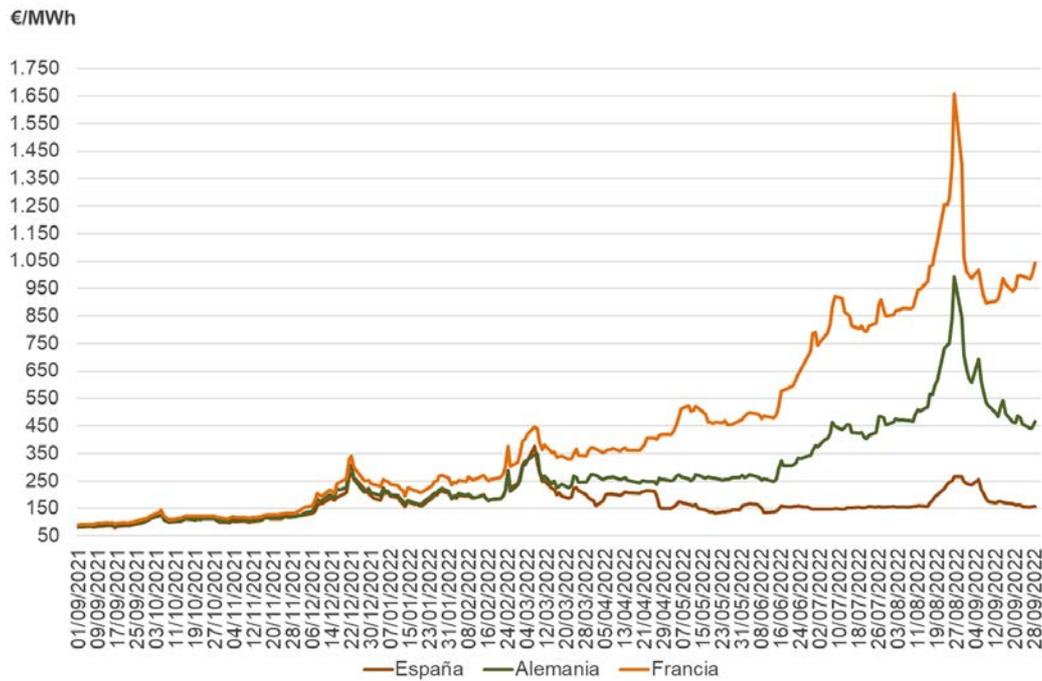
(*) Cotizaciones a 28/09/2022.

Nota: últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2022 y últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2022.

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.

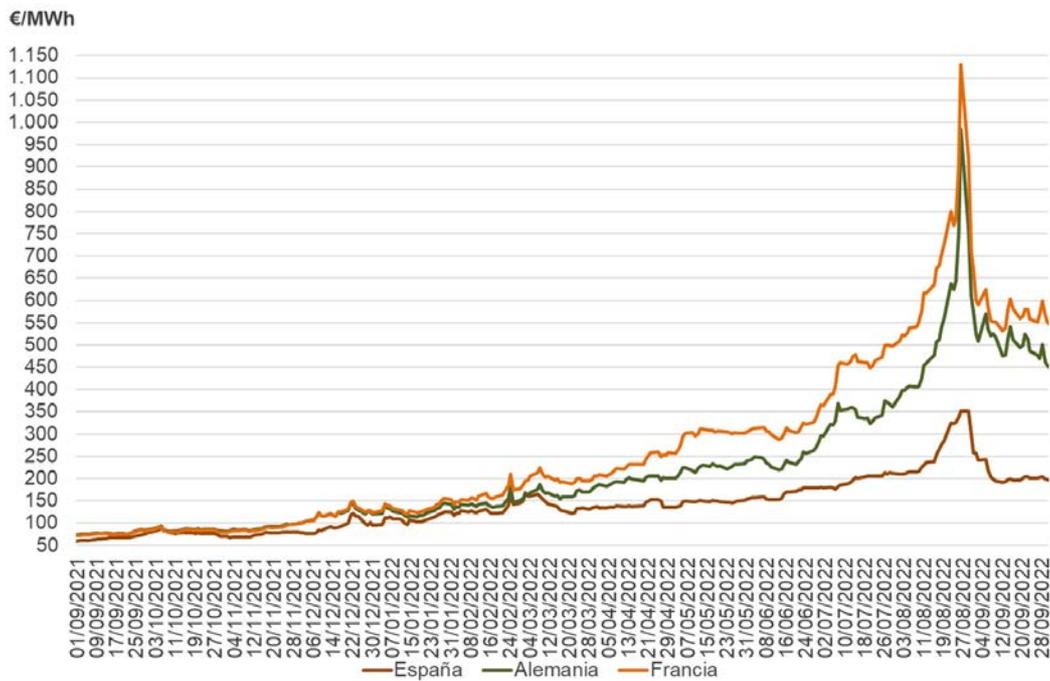
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2021 a 30 de septiembre de 2022



Fuente: EEX y OMIP

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



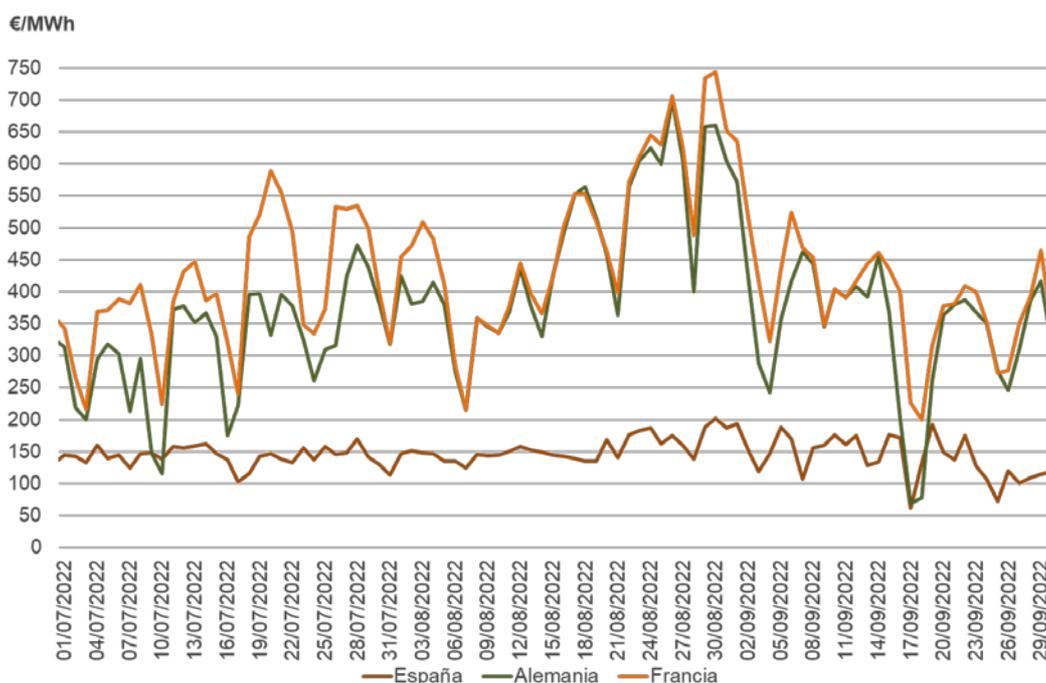
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	septiembre-22	agosto-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	141,07	154,89	-8,9%
Alemania	346,12	465,18	-25,6%
Francia	394,70	492,49	-19,9%

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 julio a 30 de septiembre 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: septiembre de 2020 a septiembre de 2022

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

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post¹² en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de septiembre de 2020 a septiembre 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
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	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

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

¹² Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

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

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

	Cotizaciones en Sep.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ago.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-sep-22	Mín.	Máx.	31-ago-22	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	87,92	84,63	94,79	96,68	93,27	107,07	-9,1%
Brent entrega a un mes	87,96	84,06	95,74	96,49	92,34	105,09	-8,8%
Brent entrega a doce meses	75,67	74,98	84,96	86,65	85,51	90,74	-12,7%
Gas natural Europa							
TTF en €/MWh	30-sep-22	Mín.	Máx.	31-ago-22	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
Gas TTF Spot	159,00	159,00	234,18	235,65	190,88	315,88	-32,5%
Gas TTF entrega Q4-22	199,80 (*)	188,00	254,24	239,10	195,00	346,50	-16,4%
Gas TTF entrega Q1-23	195,50	195,50	246,00	238,00	188,50	345,50	-17,9%
Gas TTF entrega YR-23	182,00	175,00	235,00	210,25	162,50	296,50	-13,4%
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	58,02	44,37	130,72	95,56	84,30	189,59	-39,3%
Gas NBP entrega Q4-22	136,58	129,78	193,78	185,90	154,76	269,19	-26,5%
Gas NBP entrega Q1-23	178,45	177,84	219,63	208,14	160,90	295,66	-14,3%
Gas NBP entrega Q2-23	148,28	143,83	172,81	158,78	119,84	251,92	-6,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	77,24	77,24	165,95	187,38	119,84	232,55	-58,8%
PVB-ES a un mes	99,67	97,67	181,00	190,94	138,06	257,20	-47,8%
PEG Spot	68,00	61,45	169,00	159,65	113,85	226,88	-57,4%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Oct-22	315,50	290,00	392,50	358,00	278,20	397,45	-11,9%
Carbón ICE ARA Q4-22	313,13	291,75	385,00	350,00	269,98	388,15	-10,5%
Carbón ICE ARA YR-23	286,86	270,85	342,42	303,60	225,00	325,75	-5,5%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	66,73	65,15	80,79	80,03	80,03	98,01	-16,6%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	69,64	68,06	83,89	83,11	82,78	100,80	-16,2%

(*) Cotización a 29/09/2022

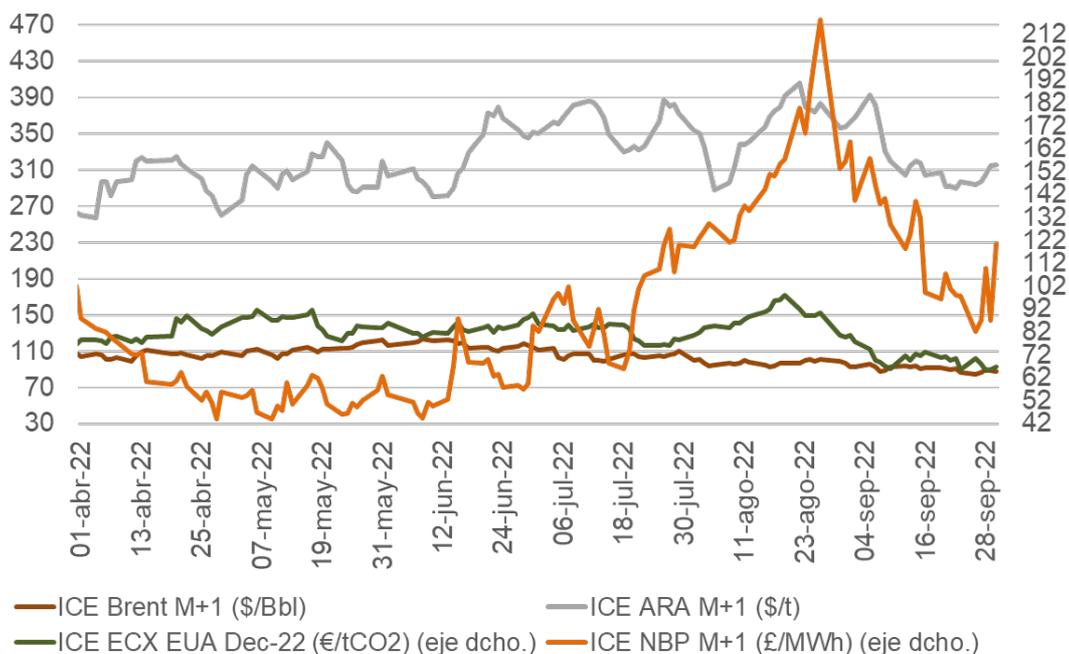
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 agosto a 31/08/2022 y cotizaciones de septiembre a 30/09/2022.

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

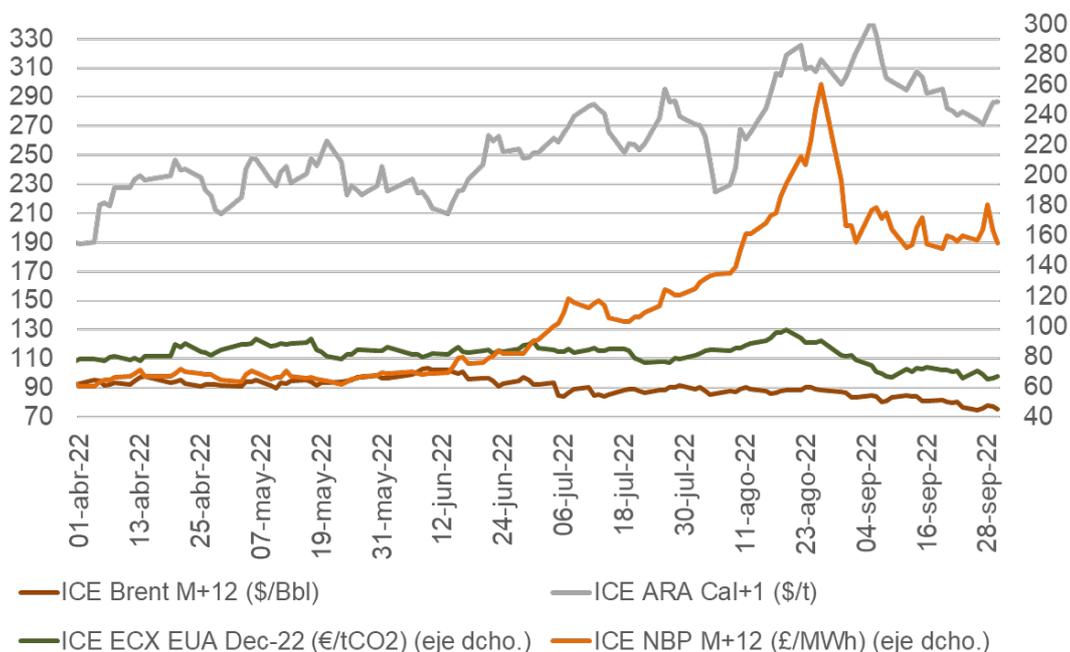
A cierre del mes de septiembre de 2022 (día 30), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de agosto, pasando de 1 \$/€ a 0,97 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se depreció respecto a cierre del mes de agosto, pasando de 0,86 £/€ a 0,88 £/€.

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 abril a 30 de septiembre de 2022



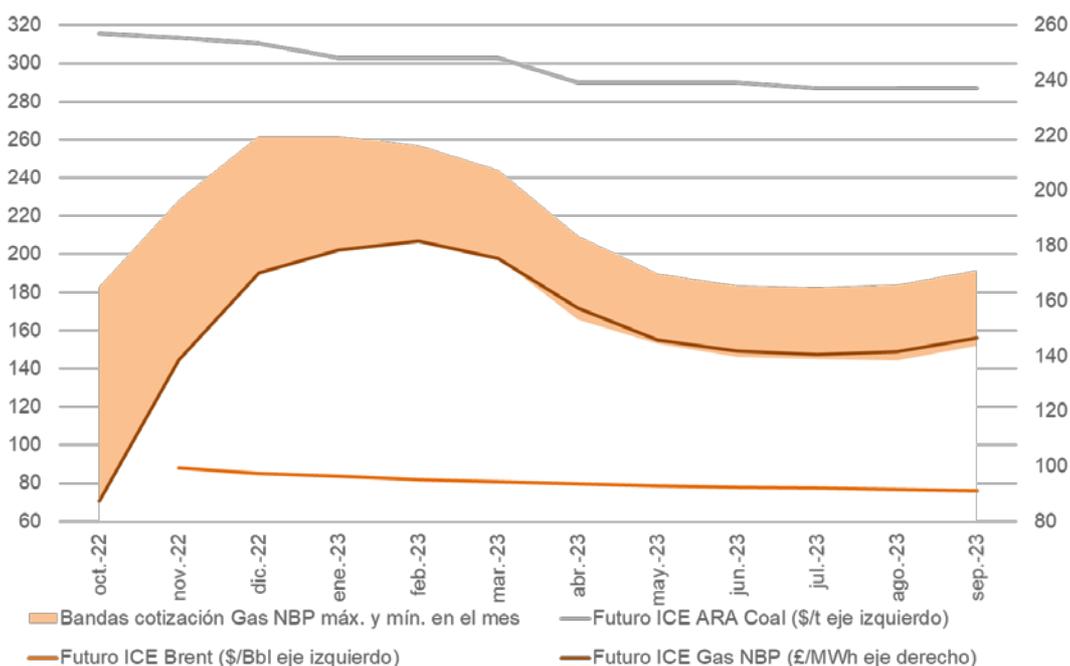
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 abril a 30 de septiembre de 2022



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

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

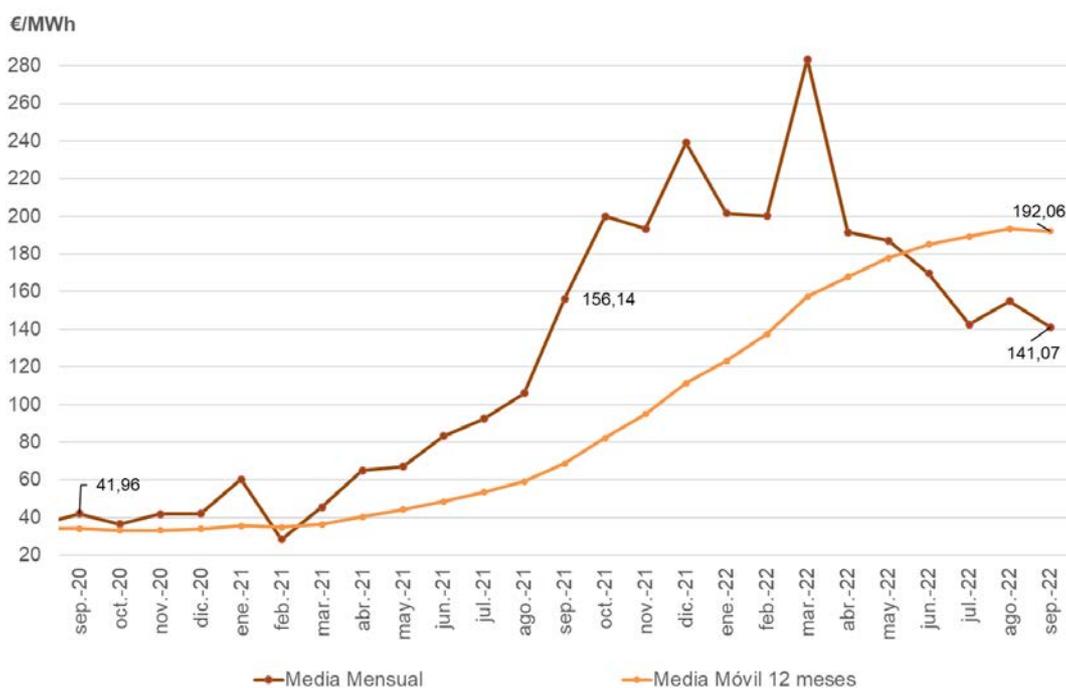
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-22 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Gráfico 28. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

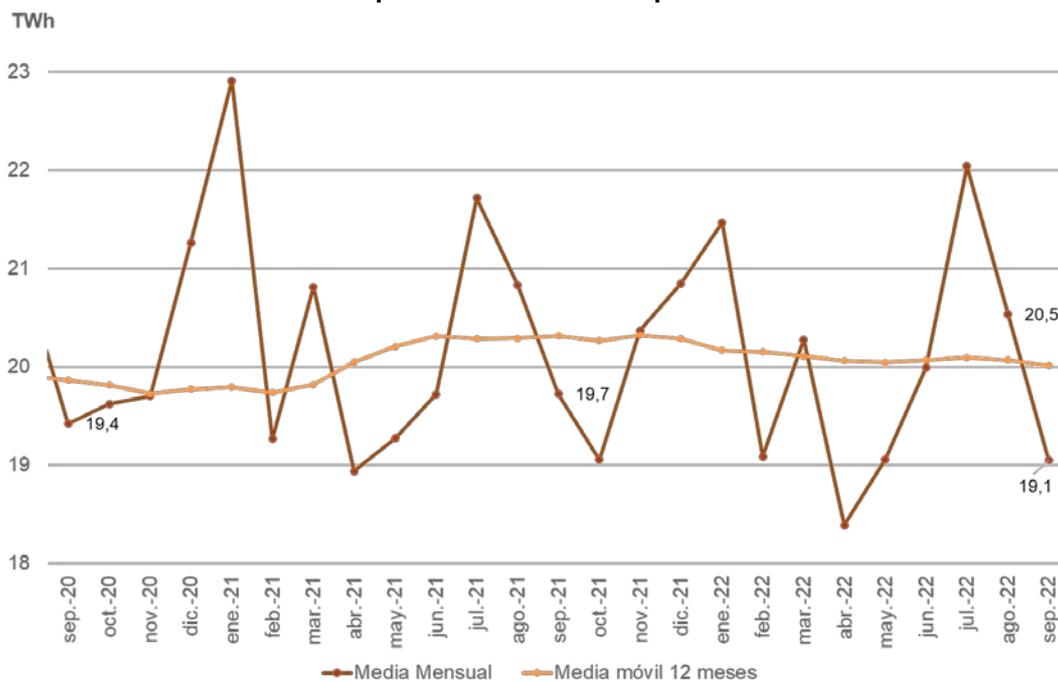
5.5. Análisis de los precios spot en España

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



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	sep-22	ago-22	sep-21	% Var. sep-22 vs. ago-22	% Var. sep-22 vs. sep-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,47	1,31	1,51	12,0%	-2,8%	32,05	13,2%	15,50	8,6%
Nuclear	4,85	5,13	4,90	-5,4%	-0,9%	54,13	22,2%	42,61	23,7%
Carbón	0,64	0,81	0,48	-21,7%	32,7%	4,93	2,0%	6,32	3,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	7,23	7,64	4,29	-5,4%	68,7%	37,69	15,5%	47,22	26,3%
Eólica	4,05	3,88	3,07	4,5%	32,2%	59,30	24,4%	41,79	23,2%
Solar fotovoltaica	2,58	3,13	1,86	-17,4%	38,6%	20,31	8,3%	22,31	12,4%
Solar térmica	0,44	0,65	0,45	-32,8%	-3,3%	4,93	2,0%	3,98	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,35	0,39	0,41	-9,8%	-13,6%	4,57	1,9%	3,69	2,1%
Cogeneración	0,76	0,79	2,19	-4,7%	-65,5%	26,33	10,8%	14,24	7,9%
Residuos	0,18	0,21	0,23	-17,8%	-22,2%	2,81	1,2%	1,90	1,1%
Total Generación	22,55	23,94	19,37	-5,8%	16,4%	247,48	101,7%	199,65	111,0%
Consumo en bombeo	-0,53	-0,52	-0,17	1,7%	215,6%	-4,60	-1,9%	-4,34	-2,4%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,07	-0,07	-0,03	-4,1%	136,7%	-0,87	-0,4%	-0,40	-0,2%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-2,90	-2,82	0,55	2,9%	-623,1%	1,41	0,6%	-15,02	-8,4%
Total Demanda transporte	19,05	20,53	19,72	-7,2%	-3,4%	243,44	100,0%	179,88	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

