

# **BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (JULIO 2022)**

**IS/DE/003/22**

**17 de noviembre de 2022**

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## Índice

<b>1. Hechos relevantes</b>	<b>3</b>
<b>2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>8</b>
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	<b>8</b>
<b>3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</b>	<b>12</b>
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
<b>4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera</b>	<b>23</b>
<b>5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>26</b>
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 <sub>2</sub>	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

### **Descenso del precio de contado español por la aplicación del mecanismo de ajuste para limitar el impacto del precio del gas en el mercado spot**

En julio de 2022, el precio del mercado spot descendió respecto al de junio un 15,9%. En media, el descenso fue de 26,97 €/MWh, situándose en 142,66 €/MWh frente a 169,63 €/MWh del mes anterior (el precio spot de junio tras el inicio de aplicación del mecanismo de ajuste fue 145,54 €/MWh mientras que, del 1 al 14 de junio de 2022, con anterioridad a la aplicación de dicho mecanismo fue 197,15 €/MWh). Si bien la producción de electricidad a partir de ciclos combinados (+34%) cubrió gran parte del incremento de la demanda (+10,2%), no tuvo impacto en el precio spot por la aplicación del mecanismo de ajuste.

Por el contrario, aumentó tanto el precio spot en Alemania (+44,5%; +96,97 €/MWh), que se situó en 315 €/MWh, como en Francia (+61,4%; +152,47 €/MWh), que alcanzó los 400,87 €/MWh. En el mes de julio, el acoplamiento entre los mercados francés y español fue nulo debido principalmente a la aplicación del mecanismo de ajuste.

### **Incremento generalizado de las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad en los mercados alemán y francés, en contraste con la evolución descendente de los precios de los contratos con vencimiento más cercano en el mercado español, al estar influidos por el mecanismo de ajuste**

Para el subyacente español, durante el mes de julio, descendieron las cotizaciones de los contratos mensuales con entrega en los meses de agosto y septiembre de 2022, así como las del trimestral Q1-23. Por el contrario, aumentaron las cotizaciones de los contratos trimestrales Q4-22, Q2-23 y anual YR-23 con subyacente español, así como las de todos los contratos con subyacentes alemán y francés analizados.

Para el subyacente español, la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre el descenso de 2,75 €/MWh del contrato mensual SEP-22 (149,25 €/MWh a cierre de mes) y el incremento de 30,47 €/MWh para el contrato anual YR-23 (211 €/MWh a cierre de julio; el incremento del contrato anual estuvo más alineado con el de las referencias europeas, en tanto que el mecanismo de ajuste resulta de aplicación hasta 31 de mayo de 2023). Para el subyacente alemán, los precios aumentaron entre 53,41 €/MWh del contrato mensual SEP-22 (404,19 €/MWh a cierre de julio) y 81,14 €/MWh del contrato trimestral Q1-23 (432,27 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, las cotizaciones de los contratos se incrementaron entre 58,99 €/MWh del contrato trimestral Q4-22 (848,99 €/MWh a cierre del mes de julio) y 290,94 €/MWh el contrato trimestral Q1-23 de (925,84 €/MWh a cierre de

julio). Los contratos a plazo franceses estarían reflejando una prima de riesgo asociada a la incertidumbre sobre el nivel de disponibilidad de las centrales nucleares el próximo invierno, pese al anuncio de EDF de posponer a comienzos de 2023, entre 2 y 3 semanas, el mantenimiento de 7 reactores nucleares.

A 29 de julio de 2022, la cotización del contrato YR-23 con subyacente español (211,00 €/MWh) se mantuvo por debajo de la cotización de los contratos equivalentes con subyacente alemán (-150,34 €/MWh; situándose en 361,34 €/MWh) y con subyacente francés (-286,25 €/MWh; situándose en 497,25 €/MWh).

### **Descenso de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo en el mercado español y alemán**

En el mes de julio de 2022, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 6,7 TWh, un 13,5% inferior al volumen negociado el mes anterior (7,7 TWh), e inferior en 61% al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,2 TWh). El volumen negociado aumentó en el mercado organizado de OMIP (+60,4%; 0,06 TWh) y descendió en el resto de mercados: EEX (-38,8%; 0,14 TWh), y en el mercado OTC (-13,1%; 6,5 TWh). El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 3%; 0,2 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en julio de 2022 que en el mes anterior (3,4%; 0,3 TWh).

Asimismo, en el mes de julio, se registró un descenso de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente alemán (-7,3%). Por el contrario, se registró un incremento de la liquidez en el mercado a plazo de electricidad con subyacente francés (+7,8%) (véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en julio de 2022 (6,7 TWh) representó el 30,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22 TWh); inferior al porcentaje (79,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (17,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (21,7 TWh)<sup>1</sup>.

En julio de 2022, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el cuarto trimestre del año 2022, con un volumen de 2,7 TWh (el 39,9% del volumen total negociado), seguidos de los contratos con vencimiento en julio,

---

<sup>1</sup> 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).

agosto y septiembre de 2022, con un volumen de 1,6 TWh (el 24,2% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2024, con 1,2 TWh negociados (el 18,6% del volumen total negociado), y los contratos con liquidación en el año 2025 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 1,2 TWh (el 17,3% del volumen total negociado en julio) (ver Gráfico 11).

### **Descenso en la liquidación financiera de los contratos a plazo**

Hasta el 31 de julio, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en julio de 2022 se situó en torno a 12.929 GWh, un 7,3% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en junio de 2022 (13.949 GWh), y un 22% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2021 (16.577 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en julio de 2022, el 99,3% (12.843 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual julio-22, trimestral Q3-22 y anual 2022), mientras que el 0,7% restante (86 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 julio de 2022, la liquidación financiera<sup>2</sup> de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en julio de 2022 (12.929 GWh) ascendería a 1.170,9 millones de €<sup>3</sup>, un 6,9% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en junio de 2022 (1.257,4 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en julio de 2022, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 119,60 €/MWh, inferior en 51,55 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de julio de 2022 (171,15 €/MWh)<sup>4</sup>.

---

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

<sup>4</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de julio provienen del contrato trimestral Q3-22 y el contrato anual con liquidación en 2022, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los siete primeros meses del año 2022.

## **Continuó el alza de las cotizaciones de gas en los mercados europeos ante la incertidumbre sobre el suministro de cara al próximo invierno**

En el mes de julio se mantuvo la tendencia alcista de los precios de gas en los mercados europeos, debido a la presión sobre el cumplimiento de los objetivos de almacenamiento de cara al próximo invierno, en el contexto de incertidumbre sobre la reanudación del suministro de gas a través del Nord Stream (que no volvió a estar operativo hasta el 21 de julio, aunque con una capacidad reducida al 20%), los cortes por mantenimiento no planificados en Noruega, así como la elevada demanda causada por la ola de calor en gran parte del continente. Por otro lado, influyó en la evolución de los precios el acuerdo para el ahorro de gas en Europa, con el objetivo de reducir la demanda un 15% en los 8 meses siguientes.

El precio del gas en el mercado español siguió esa misma tendencia alcista, aunque de forma menos acusada que en otras referencias europeas. Así, el diferencial de precios entre la referencia en PVB y la cotización del TTF, para el contrato con entrega en el mes de agosto, aumentó significativamente (+41,77 €/MWh), pasando de -28,18 €/MWh en el mes de junio a -69,95 €/MWh en el mes de julio (PVB<TTF).

Al cierre del mes de julio, el nivel medio de almacenamiento de gas en la UE se acercaba al 68%, mientras que en el caso de los almacenamientos españoles se superaba el 76%. Por su parte, el nivel de llenado de los tanques de GNL españoles era del 64%.

En lo que respecta al Brent, la preocupación por la destrucción de demanda, ante los temores de recesión económica, en el contexto de aumento de los tipos de interés por parte de los bancos centrales como medida para frenar la inflación y de imposición de nuevas restricciones por COVID-19 en China, volvió a contrarrestar la preocupación por el lado de la oferta, provocada por la escasez de suministro, viéndose reflejado en un nuevo descenso del precio del Brent durante el mes de julio. Así, a 29 de julio, disminuyeron las referencias del petróleo Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista respecto a las del 30 de junio (-5,3%, -4,2% y -0,2%), situándose en 114,14 \$/Bbl, 110,01 \$/Bbl y 91,87 \$/Bbl, respectivamente.

La demanda de gas natural en el mes de julio aumentó un 12% respecto al mismo mes del año anterior, impulsada por el incremento de la demanda para generación eléctrica (+125,9%; 17,2 TWh), ya que disminuyó el consumo convencional (-30,9%; 14 TWh).

El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> mostró también una tendencia descendente, disminuyendo en 11,61 €/tCO<sub>2</sub> los derechos con entrega en diciembre de 2022 (EUA Dec-22), hasta situarse en 78,55 €/tCO<sub>2</sub>, a 29 de julio.

Por lo que se refiere a la evolución de las cotizaciones del carbón, al igual que los meses anteriores, continuó aumentando la cotización del contrato a plazo anual de carbón Cal-23 (ICE ARA), que se incrementó un 9,9%, situándose a cierre de mes en 276,90 \$/t. Asimismo, aumentaron los precios del contrato para Q4-22 (+4,7%; 337,38 \$/t a 29 de julio), y del contrato mensual ago-22 (+5,7%; 372,00 \$/t a cierre del mes de julio).

A 25 de julio, el precio del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Asimismo, a 29 de julio, la cotización del JKM M+1 se incrementó un 11,25% respecto al 30 de junio, hasta situarse en 141,27 €/MWh, arrastrada por los precios alcistas europeos, dado el riesgo de desvío de buques ante la incertidumbre de suministro en la zona atlántica y pese a la disminución de la demanda asiática, pues a mediados de mes muchos participantes ya habían completado sus adquisiciones para el verano.

## 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 JULIO DE 2022				MES DE JUNIO DE 2022				% Δ Últ. Cotiz. jul-22 vs. jun-22
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Aug-22	146,00	162,00	143,00	148,14	149,40	175,49	139,60	156,59	-2,3%
FTB M Sep-22	149,25	153,25	148,50	150,67	151,14	178,00	129,95	149,35	-1,3%
FTB M Oct-22	152,50	156,00	143,65	149,41	146,76	167,00	137,93	160,02	3,9%
FTB Q4-22	154,00	157,00	146,15	151,64	149,56	168,00	149,37	167,21	3,0%
FTB Q1-23	175,00	182,00	175,00	178,13	175,40	177,50	154,49	164,65	-0,2%
FTB Q2-23	191,84	193,77	174,88	185,23	176,77	179,72	143,49	162,18	8,5%
FTB Q3-23	231,54	233,88	176,66	209,71	176,10	180,01	135,00	152,97	31,5%
FTB YR-23	211,00	213,00	176,25	197,21	179,00	180,53	153,17	166,45	17,9%
FTB YR-24	146,50	147,00	110,50	133,62	107,00	110,00	102,00	105,33	36,9%

Producto base: 24 horas todos los días.

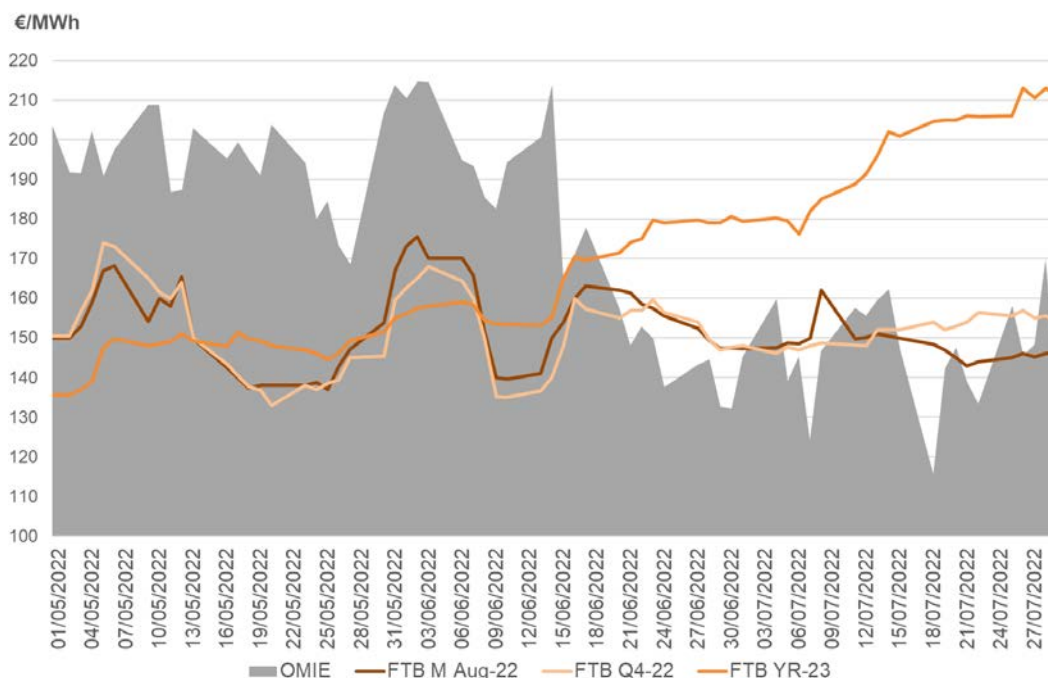
Nota: Últimas cotizaciones de julio a 29/07/2022 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2022.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP



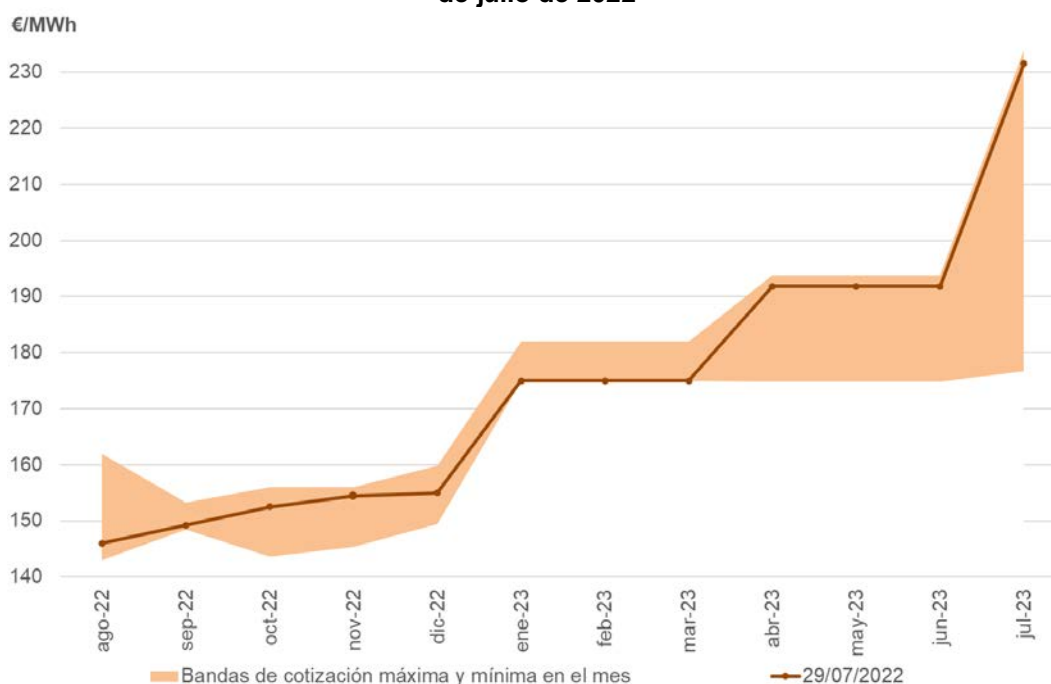
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.**

Periodo del 1 de mayo al 29 de julio de 2022



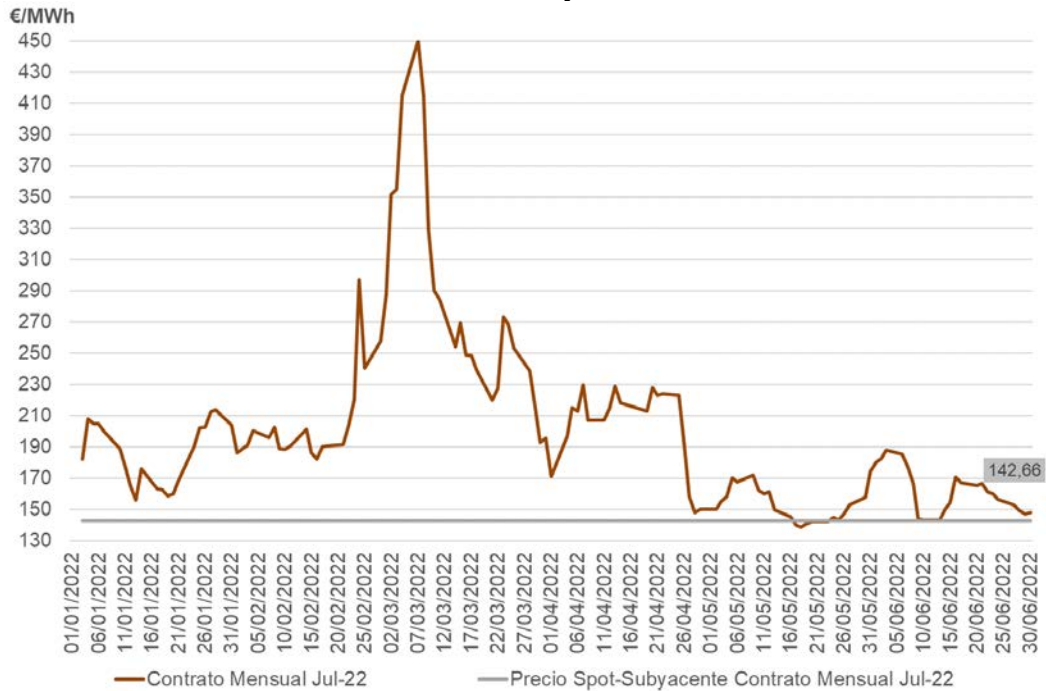
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



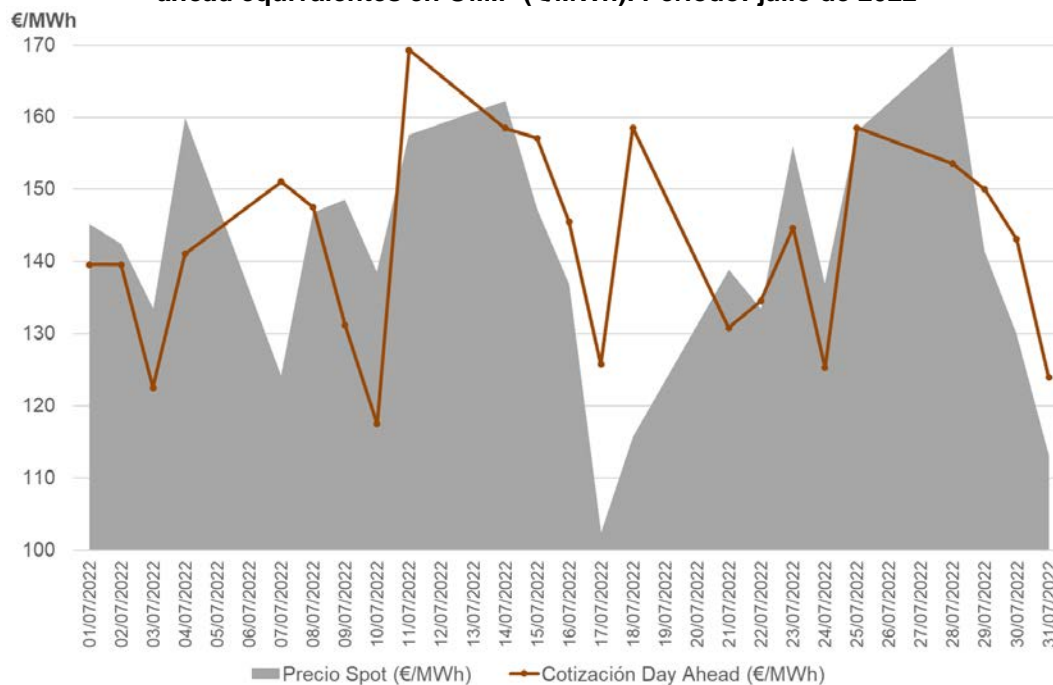
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 142,13 €/MWh.  
 Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>5</sup>): 140,83 €/MWh.  
 Prima de riesgo en julio de los contratos *day-ahead*: 1,30 €/MWh.

<sup>5</sup> 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 julio 2022	Mes anterior junio 2022	% Variación	Acumulado 2022	Total 2021	2022(%)	2021 (%)
<b>OMIP</b>	61	38	60,4%	615	9.769	0,9%	4,2%
<b>EEX</b>	139	227	-38,8%	2.809	9.640	4,3%	4,1%
<b>OTC</b>	6.493	7.472	-13,1%	62.587	214.381	94,8%	91,7%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>6.982</b>	<b>9.278</b>	<b>-24,7%</b>	<b>72.973</b>	<b>226.587</b>	<b>110,5%</b>	<b>96,9%</b>
<i>OMIClear</i>	1.033	1.606	-35,6%	7.300	20.220	11,1%	8,6%
<i>BME Clearing</i>	883	1.694	-47,9%	7.869	26.594	11,9%	11,4%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	5.065	5.978	-15,3%	57.804	179.773	87,6%	76,9%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>6.693</b>	<b>7.737</b>	<b>-13,5%</b>	<b>66.012</b>	<b>233.790</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

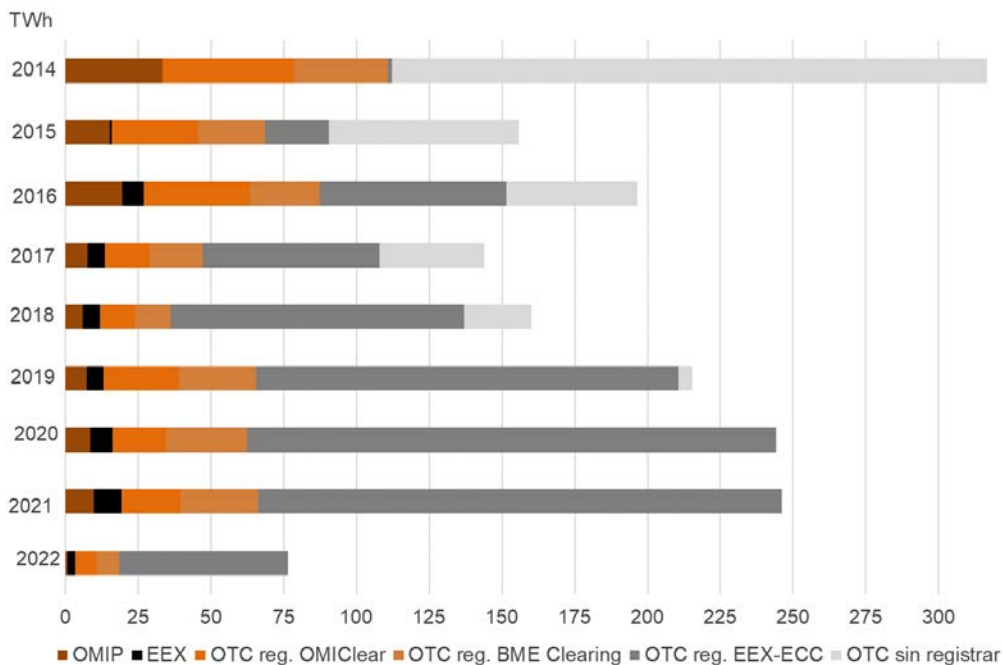
\* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

\*\* 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.

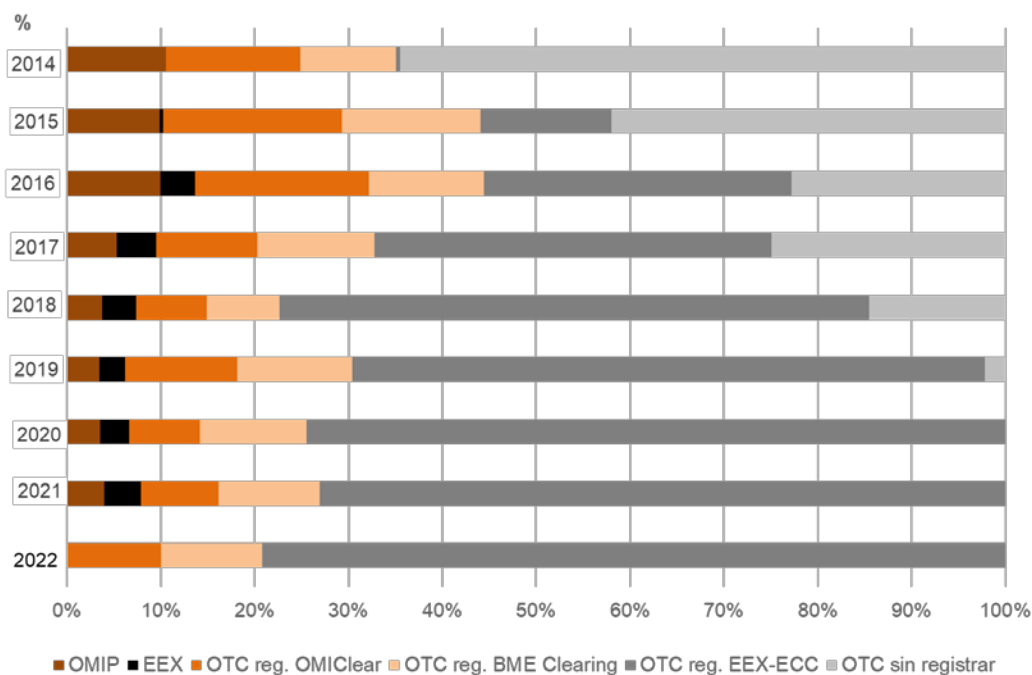
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



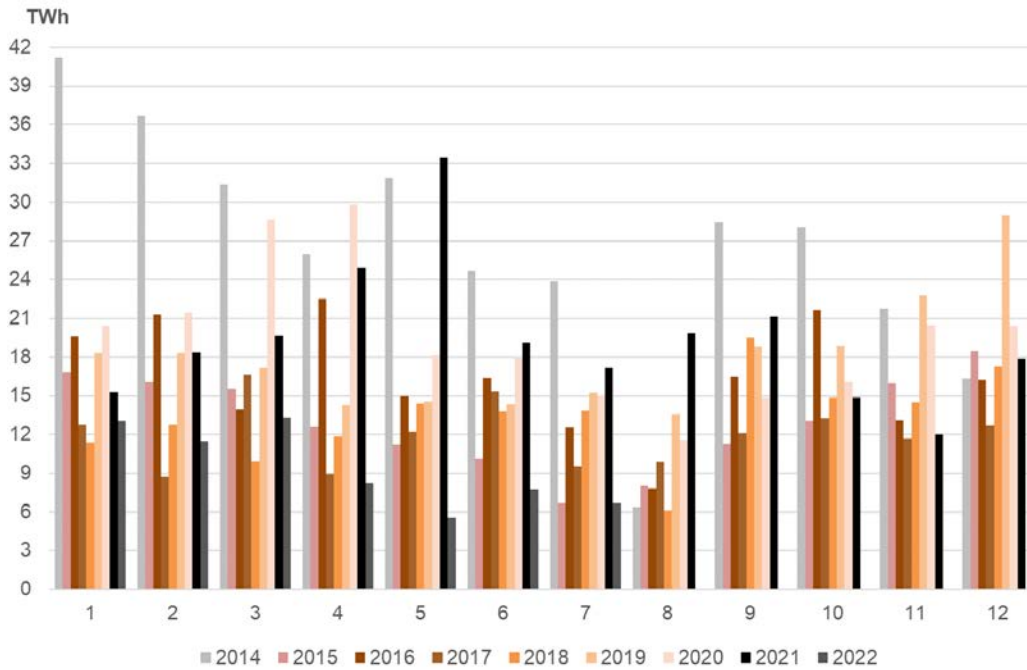
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



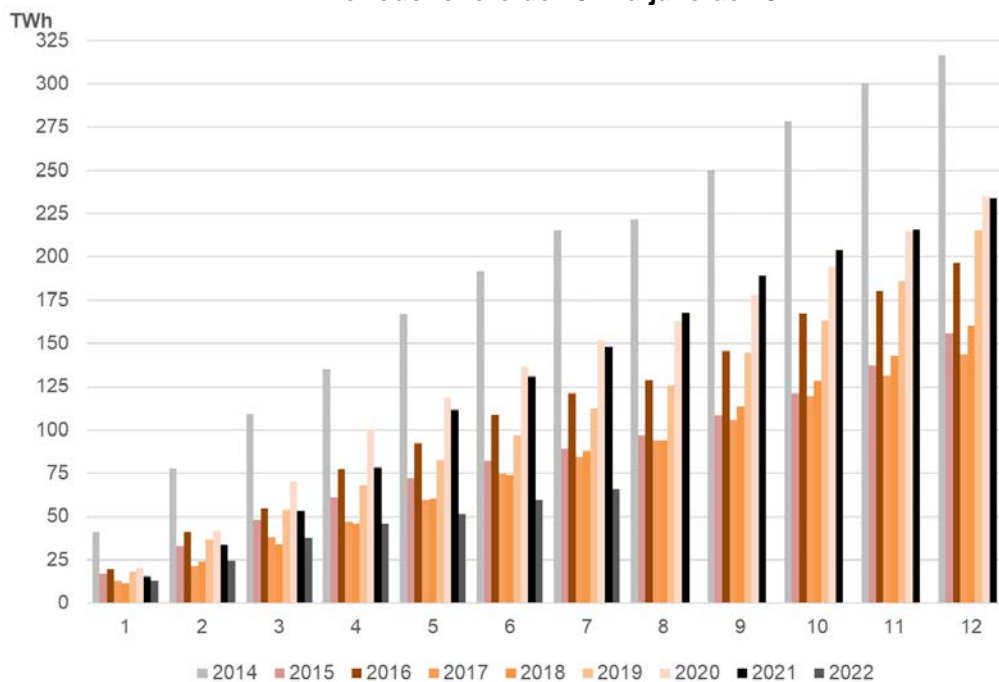
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

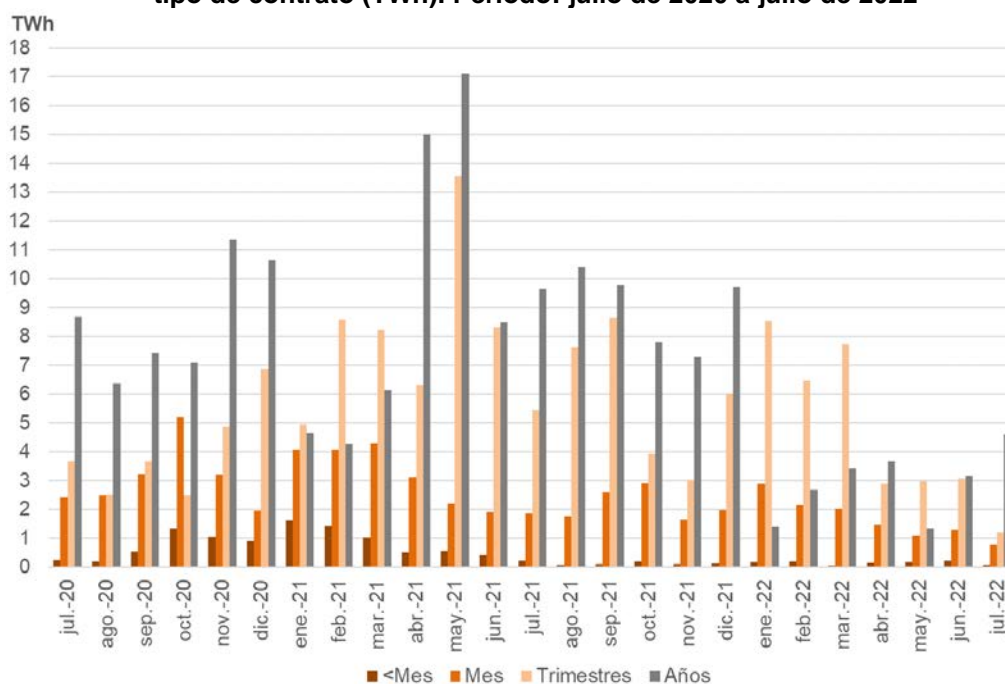
## 3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

**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 julio-22	Mes anterior junio-22	% Variación	Acumulado 2022	% Acumulado 2022	Total 2021	% Total 2021
Diario	62	180	-65,3%	580	52,4%	1.696	26,3%
Fin de semana	6	7	-10,7%	129	11,6%	811	12,6%
Balance de semana	0	0	-	1	0,1%	0	0,0%
Semana	18	41	-57,5%	380	34,3%	3.931	61,1%
Balance de mes	0	0	-	17	1,6%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>86</b>	<b>228</b>	<b>-62,3%</b>	<b>1.107</b>	<b>1,7%</b>	<b>6.438</b>	<b>2,8%</b>
Mensual	831	1.277	-34,9%	11.773	18,1%	32.489	14,3%
Trimestral	1.116	3.060	-63,5%	32.798	50,5%	84.626	37,2%
Anual	4.659	3.172	46,9%	20.334	31,3%	110.244	48,5%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>6.607</b>	<b>7.509</b>	<b>-12,0%</b>	<b>64.905</b>	<b>98,3%</b>	<b>227.359</b>	<b>97,2%</b>
<b>Total</b>	<b>6.693</b>	<b>7.737</b>	<b>-13,5%</b>	<b>66.012</b>	<b>100,0%</b>	<b>233.797</b>	<b>100%</b>

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

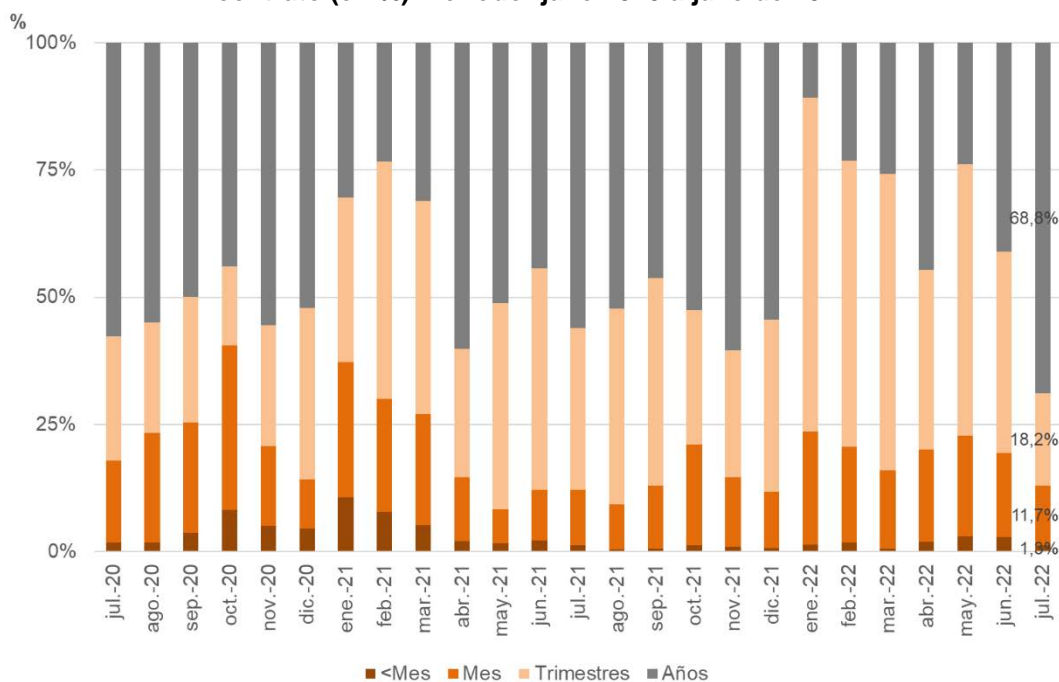
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: julio de 2020 a julio de 2022**



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: julio 2020 a julio de 2022**

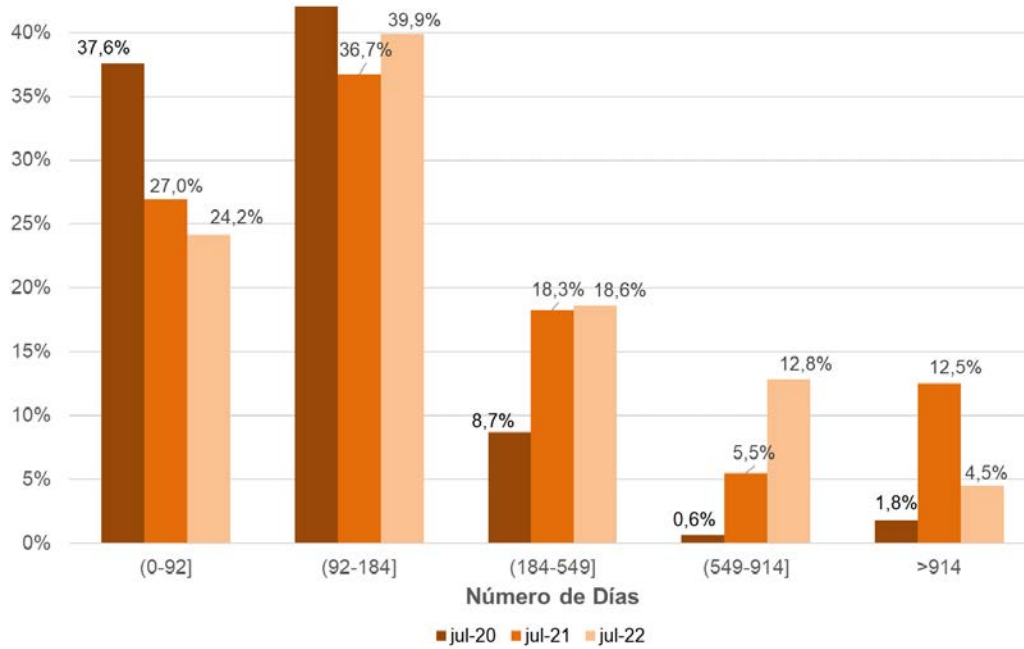


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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



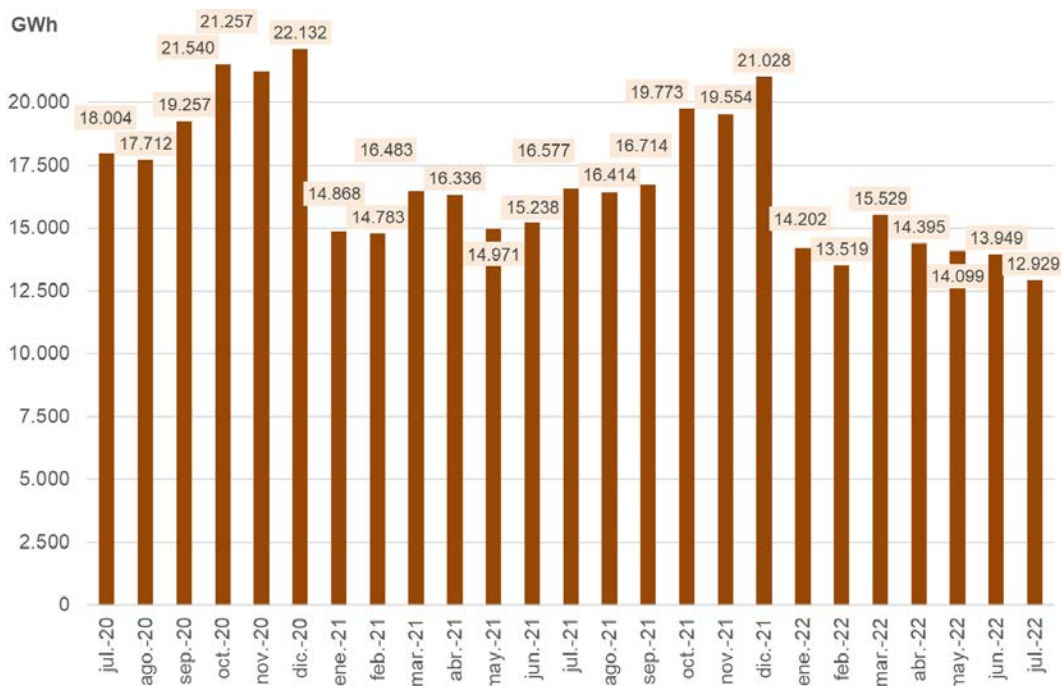
**Gráfico 11. Energía negociada en julio (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento**



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

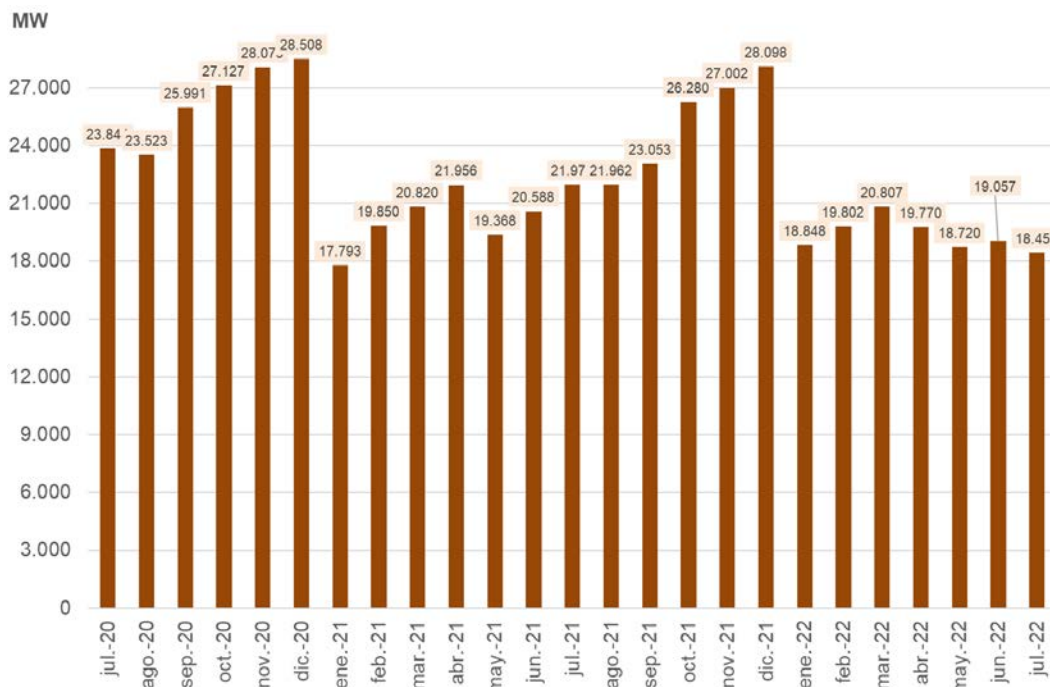
**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: julio de 2020 a julio de 2022 <sup>6</sup>**



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

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

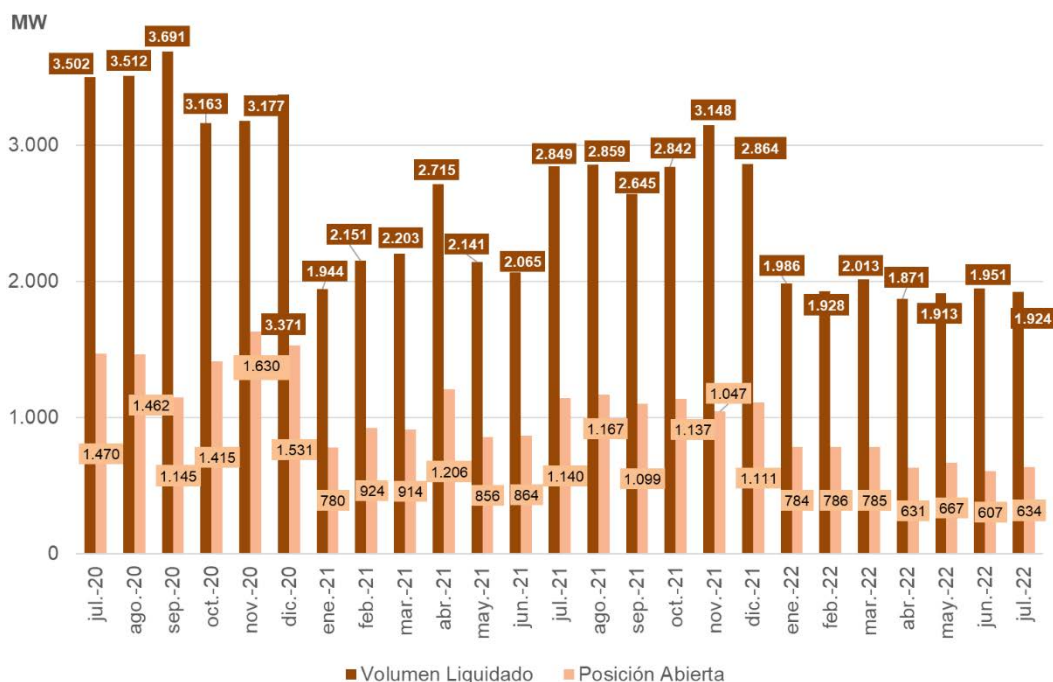
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de julio de 2022 (18.453 MW) representó el 62,3% de la demanda horaria media de dicho mes (29.621 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<sup>7\*</sup>**

Periodo: julio de 2020 a julio 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.

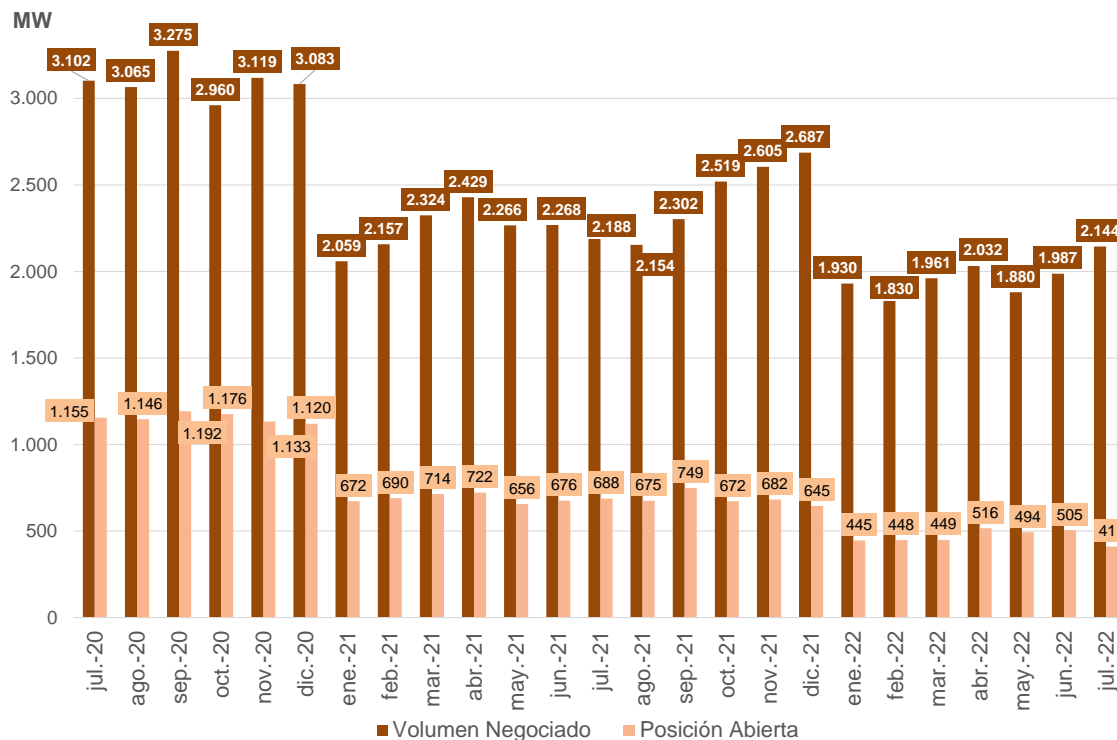
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

<sup>7</sup> 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<sup>8\*</sup>**

Periodo: julio de 2020 a julio 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.

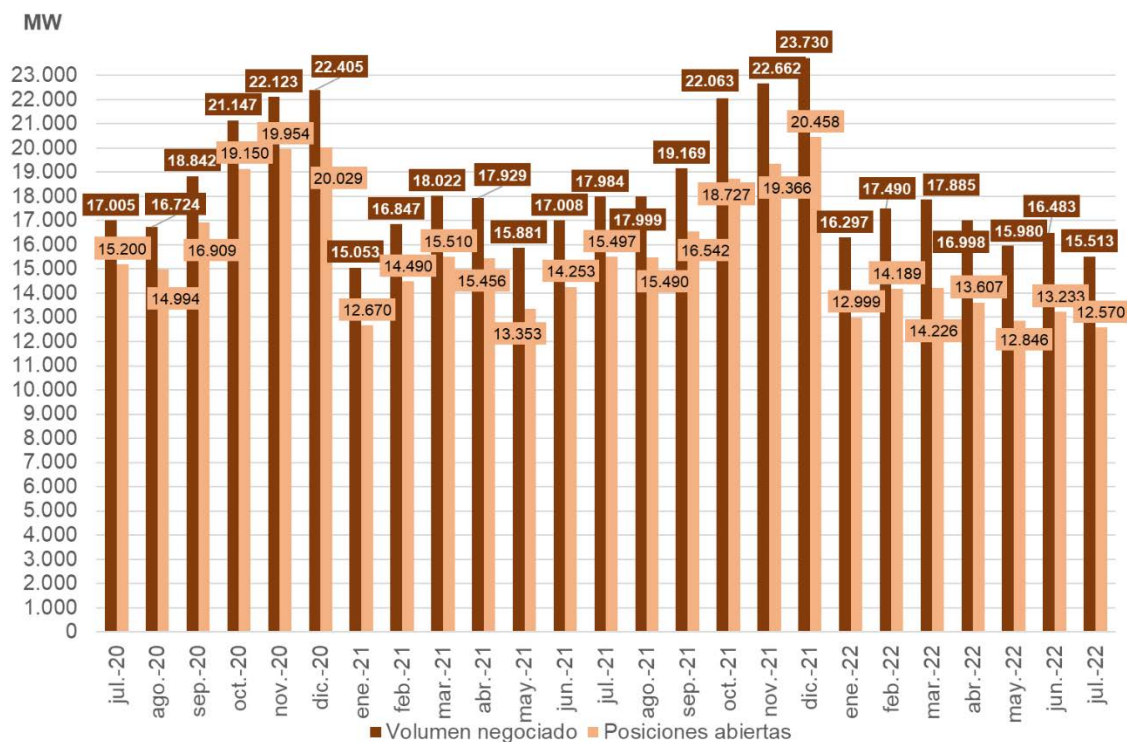
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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

## Posición abierta<sup>9</sup> en European Commodity Clearing<sup>10</sup>

**Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>11\*</sup>**

Periodo: julio de 2020 a julio 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

<sup>9</sup> 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.

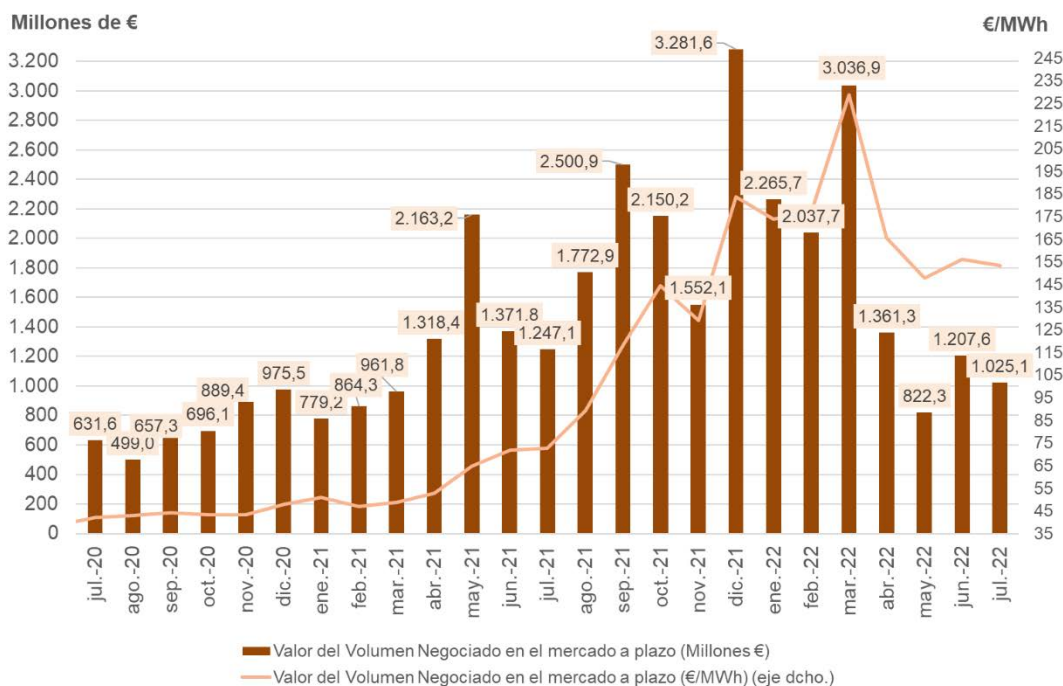
<sup>10</sup> Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

<sup>11</sup> 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: julio de 2020 a julio de 2022



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

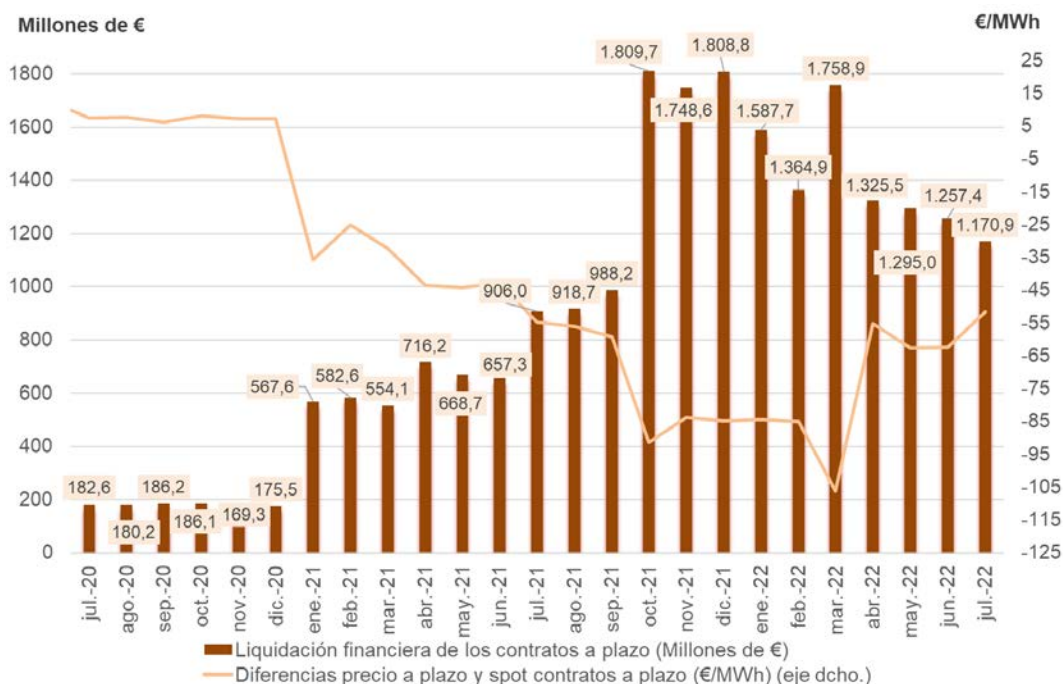
Volumen negociado en julio de 2022 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 6,7 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en julio de 2022: 153,17 €/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 julio de 2022.**

Periodo: julio de 2020 a julio de 2022



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

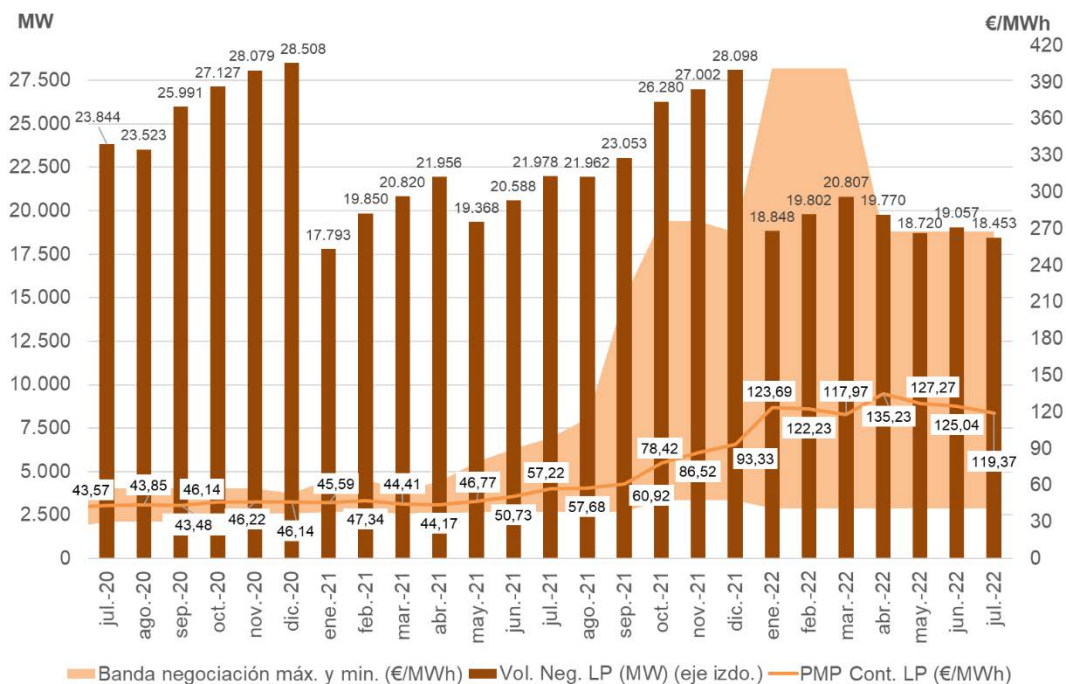
El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de julio de 2022 (mensual jul-22, trimestral Q3-22, anual YR-22), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 119,37 €/MWh; siendo inferior en 51,93 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de julio de 2022 (171,30 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en julio de 2022, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 152,82 €/MWh, superior en 4,68 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de julio de 2022 (148,13 €/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: julio de 2020 a julio 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)		
	julio-22	junio-22	% Variación jul. vs. jun.	julio-22	junio-22	% Variación jul. vs. jun.	julio-22	junio-22	% Variación jul. vs. jun.
ago.-22	146,00	147,50	-1,0%	381,41	315,02	21,1%	462,00	350,25	31,9%
sep.-22	149,25	152,00	-1,8%	404,19	350,78	15,2%	537,50	403,50	33,2%
Q4-22	154,00	147,75	4,2%	455,11	378,00	20,4%	848,99	790,00	7,5%
Q1-23	175,00	177,50	-1,4%	432,27	351,13	23,1%	925,84	634,90	45,8%
Q2-23	191,84	179,72	6,7%	321,00	260,35	23,3%	297,76	233,15	27,7%
YR-23	211,00	180,53	16,9%	361,34	295,23	22,4%	497,25	365,67	36,0%

Nota: últimas cotizaciones de julio a 29/07/2022 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2022.

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.

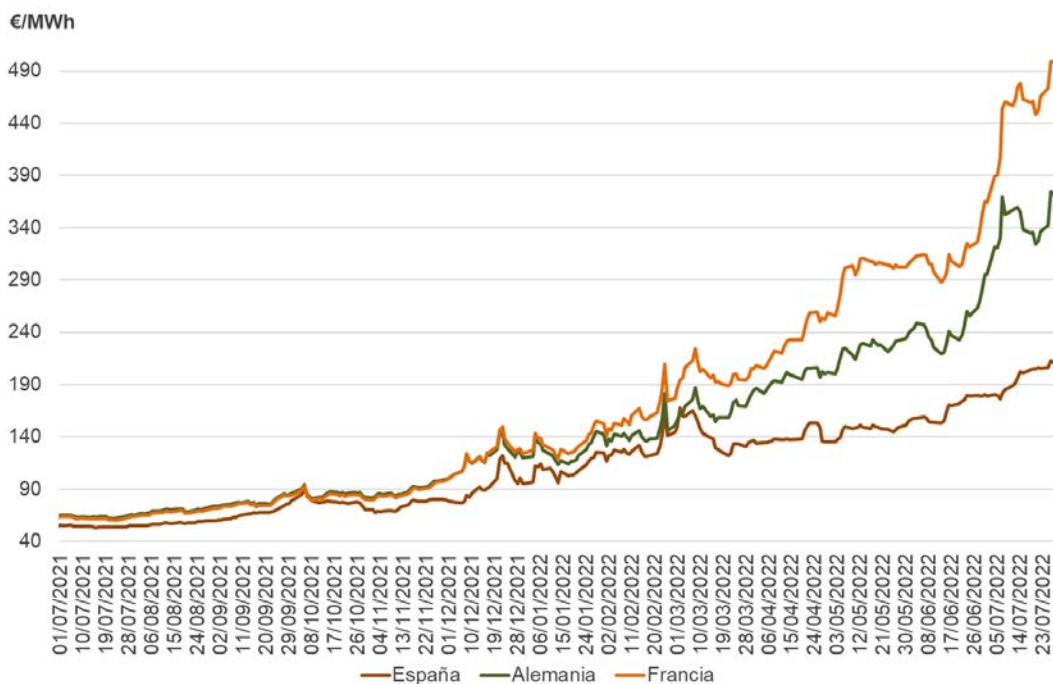
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 julio de 2021 a 29 de julio de 2022**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-23 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 julio de 2021 a 29 de julio de 2022**



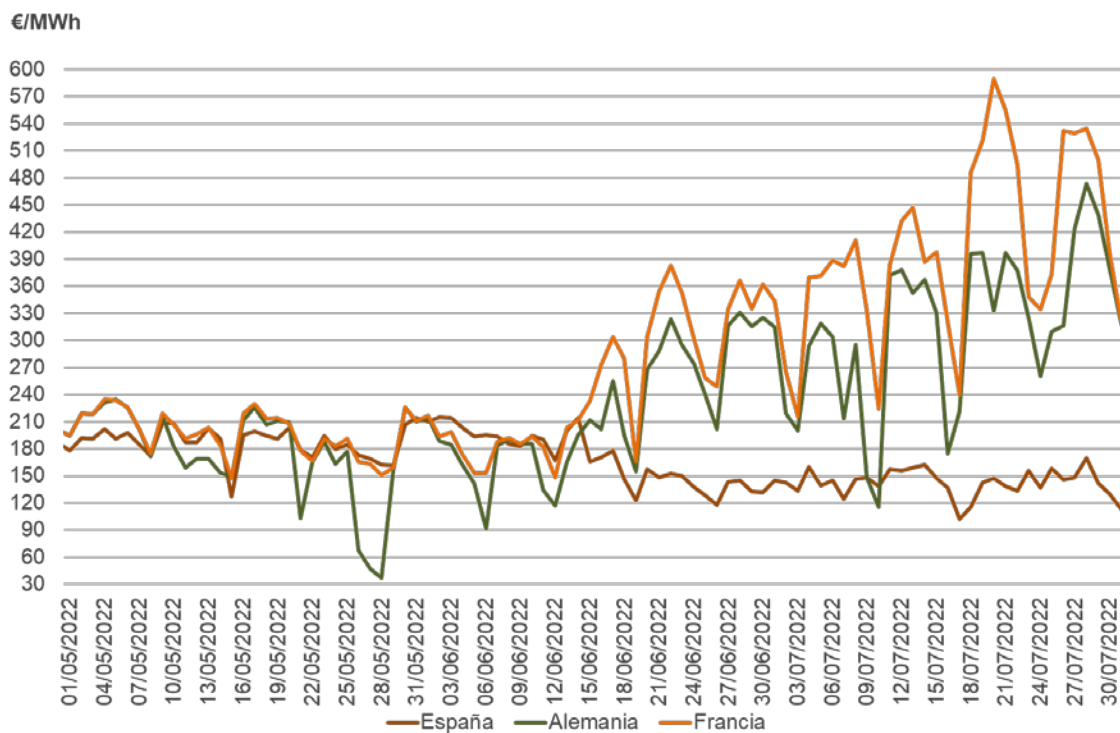
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	julio-22	junio-22	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	142,66	169,63	-15,9%
Alemania	315,00	218,03	44,5%
Francia	400,87	248,40	61,4%

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 mayo a 31 de julio 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: julio de 2020 a julio de 2022**

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224
ago-21	205.555	23.832
sep-21	342.194	37.817
oct-21	311.978	37.880
nov-21	235.508	33.505
dic-21	279.008	69.661
ene-22	251.639	44.045
feb-22	274.576	34.989
mar-22	196.423	57.713
abr-22	135.034	20.120
may-22	169.662	25.417
jun-22	163.147	19.355
jul-22	151.303	20.862

Nota: desde junio 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 post<sup>12</sup> en España, Alemania y Francia

**Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de julio de 2020 a julio 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
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47
mar-21	40,40	45,45	-5,05	44,80	47,16	-2,36	45,99	50,22	-4,23
abr-21	48,50	65,02	-16,52	47,19	53,61	-6,42	50,26	63,10	-12,84
may-21	63,00	67,12	-4,12	54,63	53,35	1,28	56,77	55,28	1,49
jun-21	79,15	83,30	-4,15	64,28	74,08	-9,80	62,67	73,51	-10,84
jul-21	90,75	92,42	-1,67	85,16	81,37	3,79	83,65	78,37	5,28
ago-21	94,25	105,94	-11,69	83,29	82,70	0,59	76,45	77,30	-0,85
sep-21	122,20	156,14	-33,94	99,38	128,37	-28,99	101,02	135,31	-34,29
oct-21	213,50	199,90	13,60	160,46	139,49	20,97	184,25	172,45	11,80
nov-21	167,26	193,43	-26,17	151,25	176,15	-24,90	180,25	217,06	-36,81
dic-21	243,90	239,16	4,74	223,00	221,06	1,94	338,00	274,67	63,33
ene-22	209,75	201,72	8,03	221,44	167,73	53,71	272,50	211,42	61,08
feb-22	216,00	200,22	15,78	180,00	128,80	51,20	225,99	185,55	40,44
mar-22	239,00	283,39	-44,39	219,92	252,01	-32,09	246,19	295,20	-49,01
abr-22	263,38	191,52	71,86	233,09	165,73	67,36	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

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

<sup>12</sup> 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 CO<sub>2</sub>

**Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en Jul.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jun.-22: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-jul-22	Mín.	Máx.	30-jun-22	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	114,14	105,93	124,79	120,49	116,59	132,06	-5,3%
Brent entrega a un mes	110,01	99,10	113,50	114,81	110,05	123,58	-4,2%
Brent entrega a doce meses	91,87	84,19	93,46	92,07	91,37	103,57	-0,2%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>TTF en €/MWh</b>							
Gas TTF Spot	191,80	145,75	185,85	144,75	74,10	144,75	32,5%
Gas TTF entrega Q4-22	191,00	151,70	188,25	149,70	91,40	149,70	27,6%
Gas TTF entrega Q1-23	182,20	144,30	179,65	142,90	92,00	142,90	27,5%
Gas TTF entrega YR-23	150,20	108,00	145,50	83,80	80,00	104,50	79,2%
<b>NBP en €/MWh</b>							
Gas NBP Spot	89,42	54,95	54,95	52,56	3,41	76,45	70,1%
Gas NBP entrega Q4-22	160,14	129,73	129,73	127,96	77,86	127,96	25,1%
Gas NBP entrega Q1-23	155,07	128,97	128,97	126,85	82,37	126,85	22,2%
Gas NBP entrega Q2-23	116,65	85,45	85,45	84,33	63,59	84,33	38,3%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	117,21	95,11	154,07	124,59	71,74	124,59	-5,9%
PVB-ES a un mes	138,93	107,26	154,18	120,59	68,11	123,59	15,2%
PEG Spot	112,00	88,00	154,03	118,68	69,00	122,43	-5,6%
<b>Carbón ICE ARA API2 \$/t</b>							
Carbón ICE ARA Ago-22	372,00	330,50	388,00	352,00	269,90	365,00	5,7%
Carbón ICE ARA Q4-22	337,38	303,25	356,10	322,10	247,45	333,38	4,7%
Carbón ICE ARA YR-23	276,90	251,80	295,67	252,00	209,75	263,56	9,9%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	78,55	89,71	89,71	90,16	79,81	90,16	-12,9%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23	80,78	92,39	92,39	92,94	82,54	92,94	-13,1%

- 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 CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

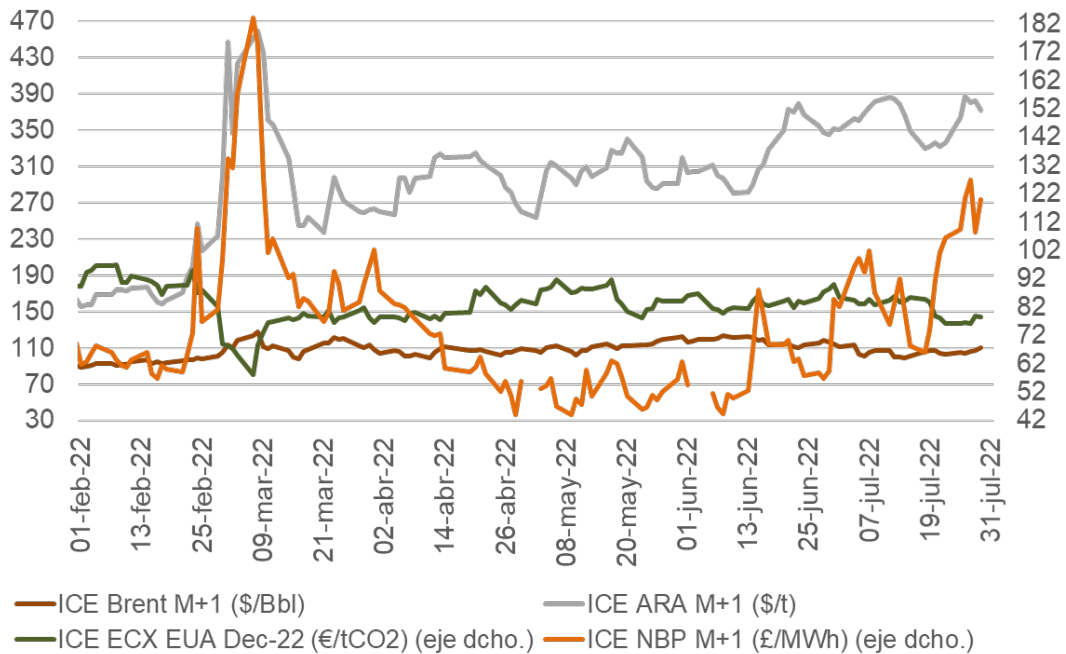
Nota: cotizaciones de junio a 30/06/2022 y cotizaciones de julio a 29/07/2022.

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

A cierre del mes de julio de 2022 (29 de julio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de junio, pasando de 1,04 \$/€ a 1,02 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 29 de julio se depreció respecto del cambio a cierre del mes de junio, pasando de 0,84 £/€ a 0,85 £/€.



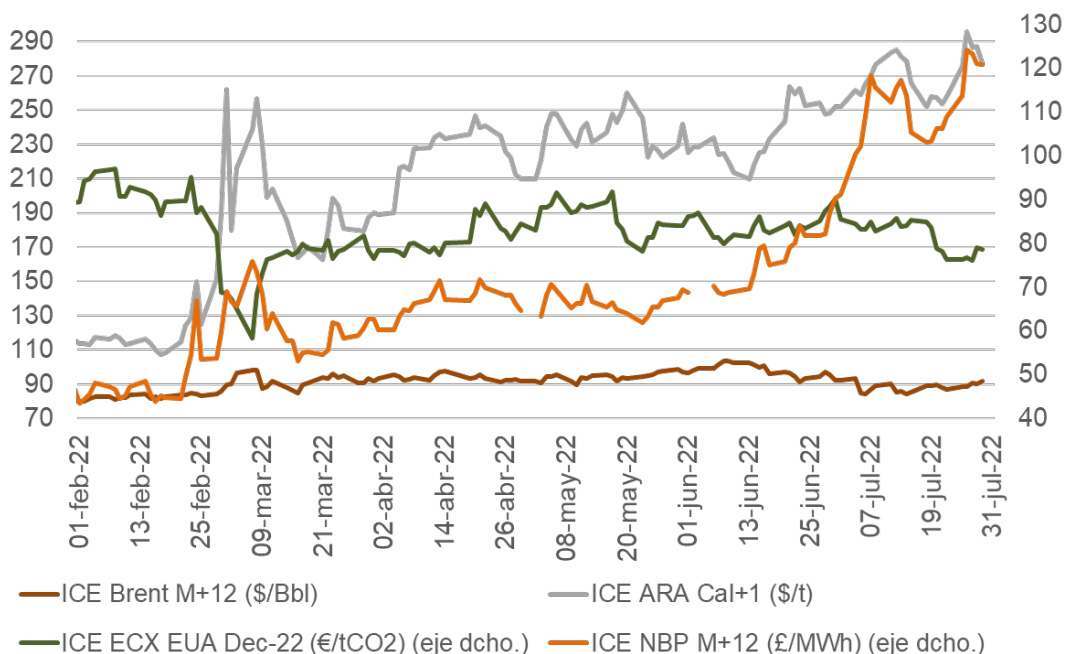
**Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de febrero a 31 de julio de 2022**



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

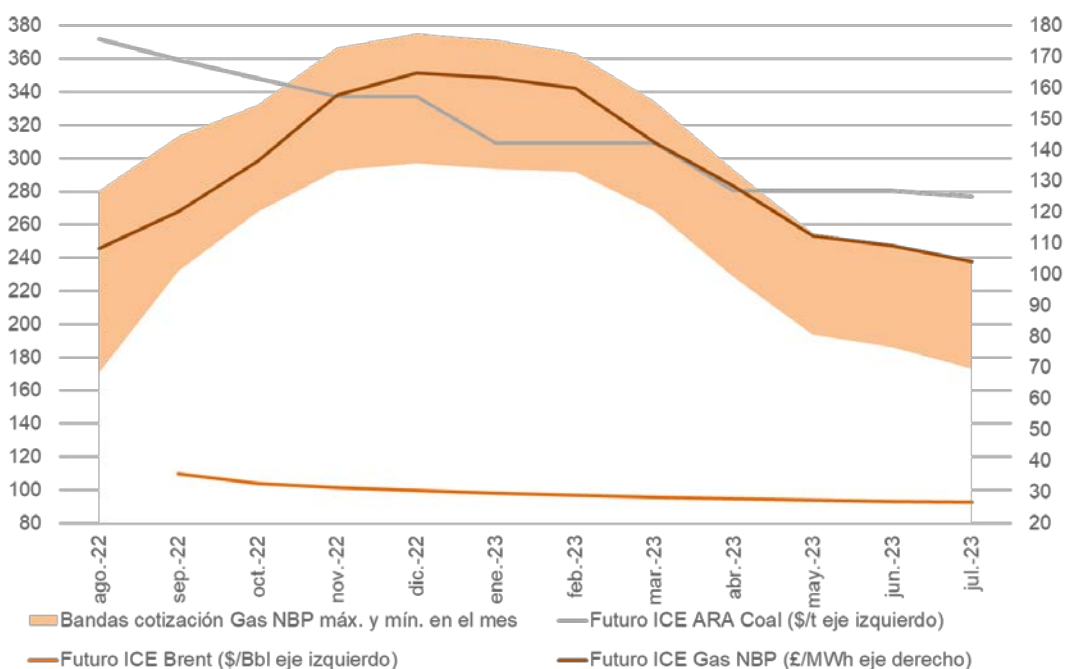


**Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO2. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 de febrero a 31 de julio de 2022**



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

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de julio 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].**

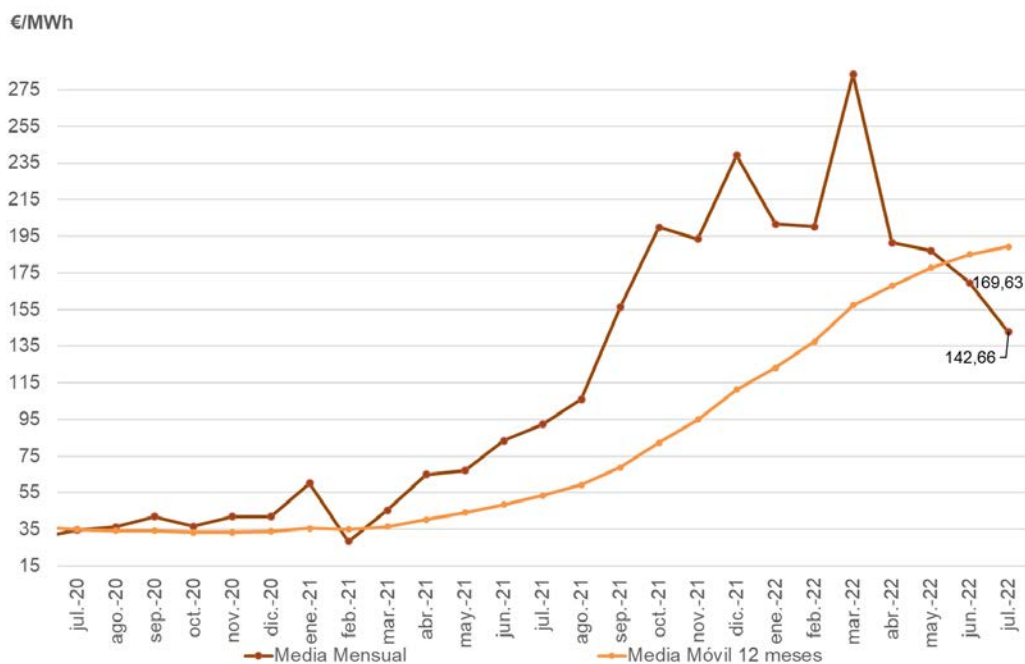
#### 5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-22 y Cal-23 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Gráfico 28. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

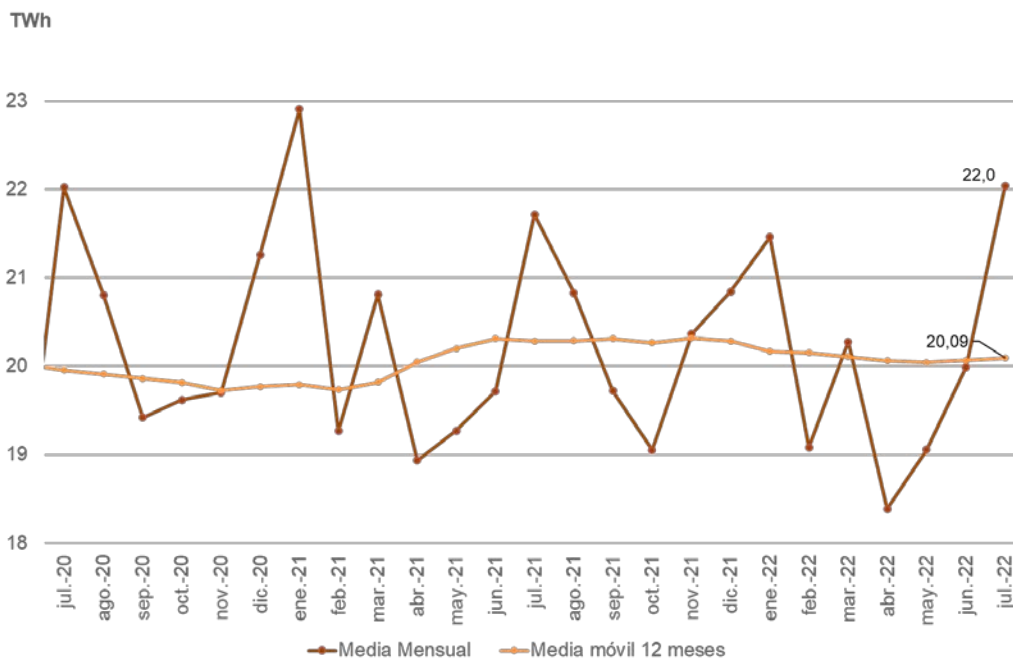
#### 5.5. Análisis de los precios spot en España

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



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	Jul-22	Jun-22	Jul-21	% Var. Jul-22 vs. Jun-22	% Var. Jul-22 vs. Jul-21	2021	2021 % Total Demanda transporte	2022	2022 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,24	1,43	2,34	-13,3%	-47,2%	32,05	13,2%	12,72	9,1%
Nuclear	5,07	4,48	5,13	13,3%	-1,0%	54,13	22,2%	32,64	23,3%
Carbón	5,07	4,48	0,31	13,3%	1531,2%	24,67	10,1%	32,64	23,3%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	7,99	5,96	3,06	34,0%	161,4%	37,69	15,5%	32,35	23,1%
Eólica	4,14	3,50	4,12	18,5%	0,7%	59,30	24,4%	33,86	24,1%
Solar fotovoltaica	3,28	3,11	2,52	5,3%	30,1%	20,31	8,3%	16,60	11,8%
Solar térmica	0,69	0,59	0,88	16,7%	-21,1%	4,93	2,0%	2,89	2,1%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,43	0,43	0,36	0,0%	19,0%	4,57	1,9%	2,95	2,1%
Cogeneración	1,07	1,50	2,30	-28,8%	-53,5%	26,33	10,8%	12,70	9,1%
Residuos	0,23	0,20	0,28	14,6%	-18,6%	2,81	1,2%	1,51	1,1%
<b>Total Generación</b>	<b>24,97</b>	<b>22,01</b>	<b>21,27</b>	<b>13,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>247,48</b>	<b>101,7%</b>	<b>153,16</b>	<b>109,2%</b>
Consumo en bombeo	-0,44	-0,52	-0,24	-15,3%	83,1%	-4,60	-1,9%	-3,30	-2,3%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,06	-0,03	-0,04	85,3%	57,5%	-0,87	-0,4%	-0,25	-0,2%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-2,43	-1,47	0,71	65,7%	-441,4%	1,41	0,6%	-9,31	-6,6%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>22,04</b>	<b>19,99</b>	<b>21,72</b>	<b>10,2%</b>	<b>1,5%</b>	<b>243,44</b>	<b>100,0%</b>	<b>140,30</b>	<b>100,0%</b>

(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

