



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*JULIO 2021*)**

7 de octubre de 2021

IS/DE/003/21

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	10
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	10
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	21
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
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	24
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	30
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	32
5.5. Análisis de los precios spot en España	33

1. Hechos relevantes

Se mantuvo, por quinto mes consecutivo, la tendencia alcista del precio de contado en un contexto de precios altos de los combustibles

En julio de 2021, respecto al mes de junio, el precio del mercado spot volvió a registrar un significativo aumento respecto al mes anterior (+10,9%). En media, el incremento fue de 9,12 €/MWh (+16,18 €/MWh en junio), situándose en 92,42 €/MWh frente a 83,30 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular aumentó un 10,2% en julio respecto al mes de junio de 2021, disminuyendo un 1,3% respecto al mismo mes del año anterior. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda cabe destacar, respecto al mes anterior, el descenso de la producción térmica convencional (-4,9% los CCGTs y -28,2% la generación con carbón) y el incremento de la producción renovable (+12,6%).

Del mismo modo que el precio spot en el mercado español, los precios spot en Alemania y en Francia también aumentaron: un 6,6% (+4,86 €/MWh) en el mercado francés, situándose en 78,37 €/MWh, y un 9,8% (+7,29 €/MWh) en el mercado alemán, con un valor de 81,37 €/MWh.

Aumento generalizado de las cotizaciones a plazo en los mercados español, alemán y francés.

Durante el mes de julio, al igual que en los meses anteriores, aumentaron de forma generalizada las cotizaciones de los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Solo se observaron retrocesos en las cotizaciones de los contratos a más largo plazo en el caso del subyacente español (contratos Q2-22, Q3-22 y anual YR-22), así como en las cotizaciones del contrato mensual ago-21 en los mercados alemán y francés.

Para el subyacente español el aumento de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un incremento de 5,13 €/MWh para el contrato trimestral Q4-21 (103,13 €/MWh a cierre de julio) y de 0,25 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (87,25 €/MWh a cierre de julio). En cuanto al retroceso de los precios, las variaciones de las cotizaciones fueron mínimas, con caídas de -0,4 para el contrato Q2-22, de -0,1 €/MWh para el contrato Q3-22, y de -0,1 €/MWh para el anual YR-22. Para el subyacente alemán, las cotizaciones de los contratos a plazo se movieron entre un incremento de 5,32 €/MWh para el contrato Q4-21 (91,86 €/MWh a cierre de julio) y de 2,37 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (88,41 €/MWh a cierre de julio). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, el menor aumento de cotización fue registrado por el contrato Q2-22 (+2,57 €/MWh; 63,80 €/MWh a cierre de julio) y el mayor incremento por el contrato Q4-21 (+4,77 €/MWh; 103,61 €/MWh a cierre de julio). En el caso de los subyacentes alemán y francés, los contratos mensuales para agosto 2021 descendieron 1,32 €/MWh y 7,19 €/MWh respectivamente (a cierre de julio 83,29 €/MWh y 76,45 €/MWh respectivamente).

A 30 de julio de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español se mantuvo por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-4,02 €/MWh) y de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (-1,98 €/MWh).

Nuevo descenso de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de julio de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,2 TWh, un 10,2% inferior al volumen negociado el mes anterior (19,1 TWh), aunque un 14,1% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (15 TWh). La caída de la negociación se produjo en todos los mercados; así el descenso del volumen negociado en EEX fue del 28,4%, en OMIP del 14,8% y en los mercados OTC del 9,2%. El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 7,9%; 1,4 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en julio de 2021 que en el mes anterior (8,9%; 1,7 TWh).

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en julio de 2021 (17,2 TWh) representó el 79% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (21,7 TWh); superior al porcentaje (68,3%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (15 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (22 TWh)¹.

En julio de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con liquidación en el tercer trimestre de 2021, cuyo volumen se situó en 2 TWh (el 11,9% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2021, cuyo volumen se situó en 2,6 TWh (el 15,3% del volumen total negociado), los contratos con vencimiento en el año 2022, con un volumen de 7,8 TWh (el 45,2% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 1,7 TWh negociados (el 9,7% del volumen total negociado), y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 3,1 TWh (el 18% del volumen total negociado en julio) (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos en el mes de julio

Hasta el 31 de julio, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en julio de 2021 se situó en torno a 16.577 GWh, un 8,8% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2021 (15.238 GWh), y un 7,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2020 (18.004 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en julio de 2021, el 98,6% (16.352 GWh) correspondió a contratos con

¹ En el conjunto del año 2020, el volumen total negociado en los mercados a plazo (235 TWh) representó el 99% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

liquidación en todos los días del mes (mensual jul-21 trimestral Q3-21 y anual 2021), mientras que el 1,4% restante (225 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 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en julio de 2021 (16.577 GWh) ascendería a 351,9 millones de €, un 19,7% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en junio de 2021 (294 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en julio de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 57,70 €/MWh, inferior en 21,21 €/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 2021 (78,91 €/MWh)⁴.

Aumento de las cotizaciones de gas natural en los mercados europeos

En el mes de julio, las cotizaciones de gas natural en los mercados europeos mantuvieron la tendencia alcista de los últimos meses. A este aumento de precios habría contribuido la caída de la regasificación en Europa y en el Reino Unido, el bajo suministro ruso a través de Ucrania, los retrasos en la finalización de los trabajos de mantenimiento en las plataformas noruegas y las indisponibilidades no programadas en otras dos de sus plataformas, el bajo nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos, y el desvío de GNL hacia la cuenca asiática, con precios más atractivos que los europeos.

Asimismo, aumentó ligeramente el precio del Brent en un contexto de fuerte descenso en los inventarios de petróleo de Estados Unidos y pese al anuncio de la OPEP de incrementar su producción a partir del mes de agosto. Así, a cierre del mes de julio, aumentó ligeramente (+0,2%) la cotización spot respecto a la del mes anterior, situándose en 76,31 \$/Bbl (cotización a 30 de julio), mientras que las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 1,6% y un 1%, respectivamente, cerrando el mes de julio (cotizaciones a 30 de julio) en 76,33 \$/Bbl y 69,79 \$/Bbl, respectivamente.

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.

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de julio provienen del contrato anual 2021, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot hasta el 31 de julio de 2021.

También fue ascendente la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA). Así, el precio del contrato para Ago-21 aumentó un 17,9% (138,40 \$/t a 30 de julio), y el de los contratos Q4-21 y Cal-22 se incrementó un 17% y un 9,2% respectivamente, situándose, a cierre del mes de julio, en 125,85 \$/t y 95,25 \$/t.

A 26 de julio, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 30 de julio, la cotización del JKM M+1 se incrementó un 12,5%, hasta 42,34 €/MWh, respecto a la de 30 de junio (37,64 €/MWh).

Por el contrario, los precios de los derechos de emisión de CO₂, tras situarse el 2 de julio por encima de 57 €/tCO₂, registraron una tendencia descendente, presionados por un menor interés de compra ante el anuncio de asignaciones gratuitas de derechos de emisión de CO₂ entre algunos países europeos, y pese al anuncio de la Comisión Europea (el 14 de julio) de aumentar el recorte del límite de emisiones del EU ETS en un 4,2% anual, a partir de 2021, para lograr en 2030 una reducción del 61% respecto a los niveles de 2005 (-55% respecto a 1990) - *The "Fit for 55" climate and energy package*-. Así, a 30 de julio, respecto al 30 de junio, los precios de los derechos de emisión descendieron un 5,4%, situándose en 53,33 €/tCO₂, en el caso de los derechos con entrega en diciembre de 2021, y en 53,69 €/tCO₂, en el caso de los derechos con entrega en diciembre de 2022.

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 2021				MES DE JUNIO DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. jul-21 vs. jun-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Aug-21	94,25	100,50	89,70	93,77	92,50	92,50	75,65	83,86	1,9%
FTB M Sep-21	100,25	103,00	92,13	96,22	95,25	95,25	77,27	84,42	5,2%
FTB M Oct-21	100,82	103,06	93,51	98,03	98,29	98,29	73,68	83,68	2,6%
FTB Q4-21	103,13	103,13	93,90	98,33	98,00	98,00	77,55	85,17	5,2%
FTB Q1-22	87,25	91,75	83,25	86,77	87,00	87,00	67,75	74,40	0,3%
FTB Q2-22	64,89	69,00	62,32	65,13	65,25	65,25	57,26	60,49	-0,6%
FTB Q3-22	70,65	74,25	69,66	71,38	70,75	70,75	64,08	66,85	-0,1%
FTB YR-22	73,00	76,90	71,40	73,45	73,07	73,07	63,10	66,84	-0,1%
FTB YR-23	55,00	55,60	52,85	54,27	54,35	55,00	53,15	54,05	1,2%

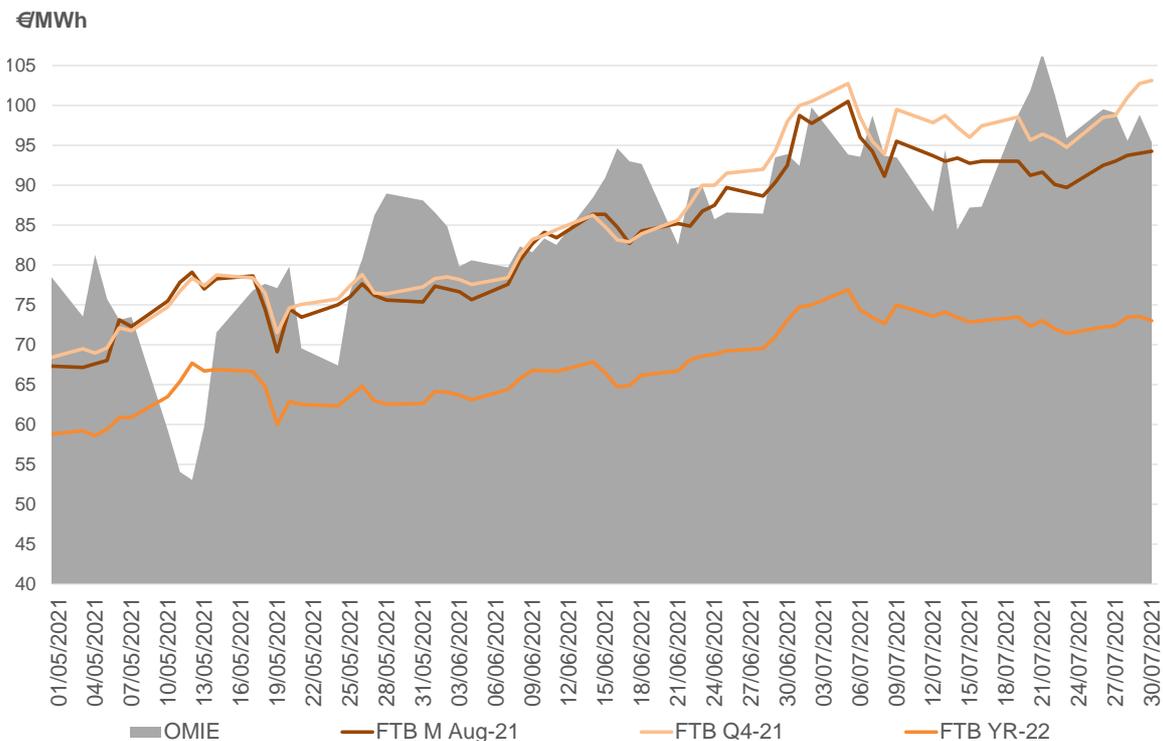
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de julio a 30/07/2021 y últimas cotizaciones de junio a 30/06/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

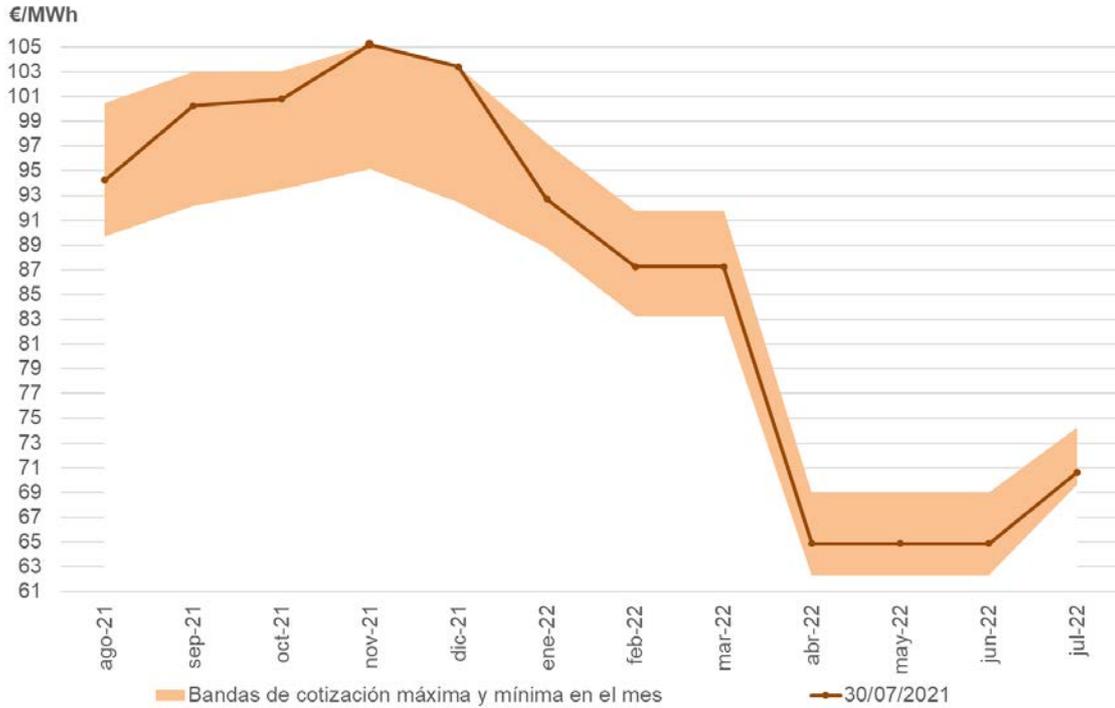
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de mayo al 31 de julio de 2021



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

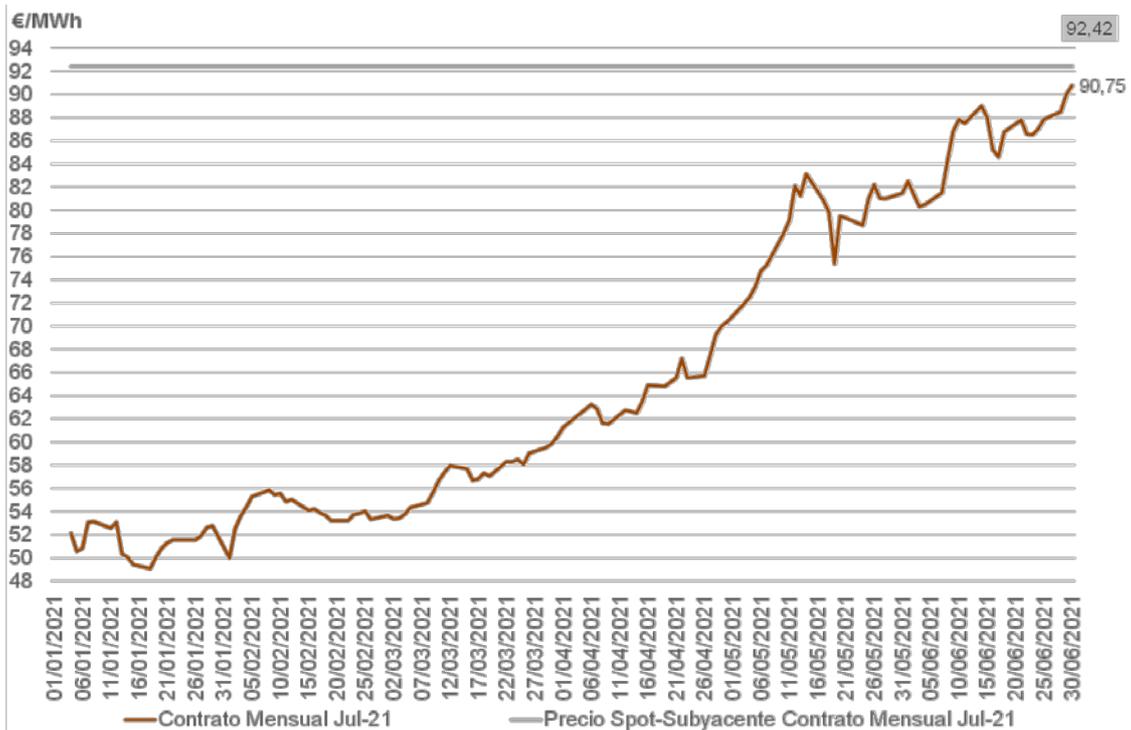
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de julio de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en julio de 2021 en OMIP vs. precio spot de julio de 2021.

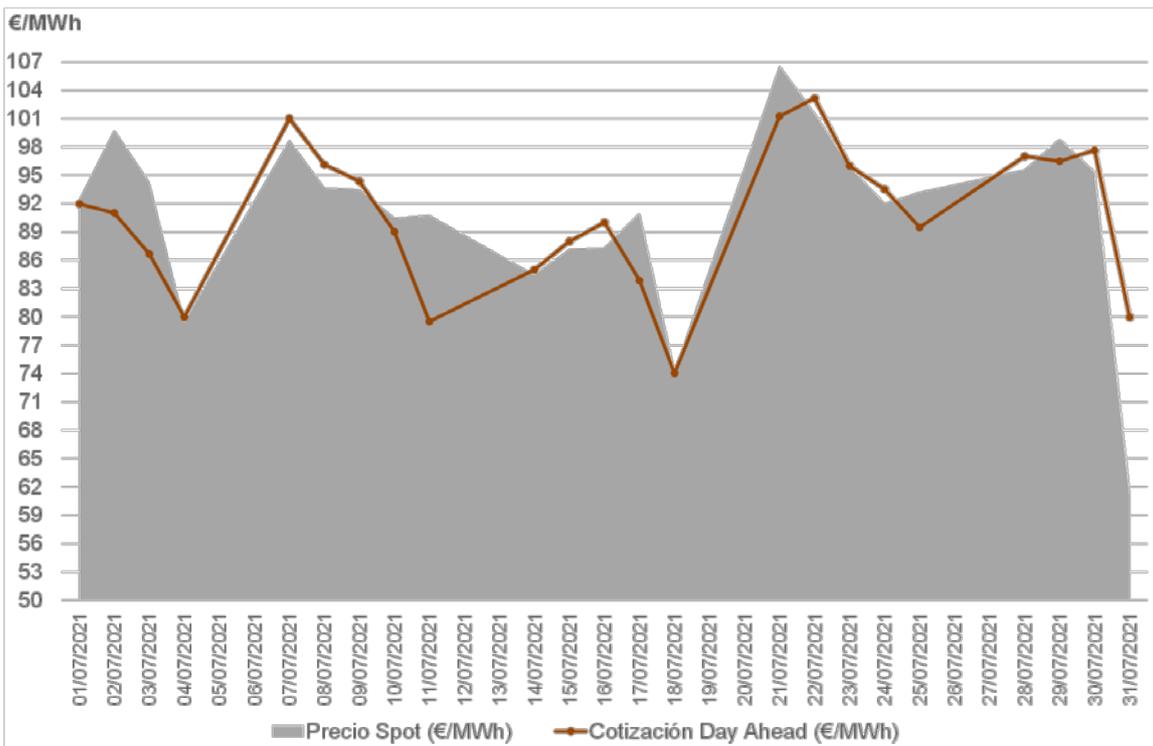
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de enero de 2021 al 30 de junio de 2021



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 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 90,65 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 91,18 €/MWh.

Prima de riesgo en julio de los contratos *day-ahead*: -0,53 €/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 julio 2021	Mes anterior junio 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	917	1.076	-14,8%	6.667	8.632	4,5%	3,7%
EEX	446	623	-28,4%	5.086	7.536	3,4%	3,2%
OTC	15.806	17.416	-9,2%	136.104	218.815	92,1%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	15.964	18.600	-14,2%	141.364	228.065	95,6%	97,1%
<i>OMIClear</i>	888	1.055	-15,8%	16.171	18.447	10,9%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	2.606	2.812	-7,3%	14.967	27.772	10,1%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	12.470	14.733	-15,4%	110.226	181.845	74,5%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	17.168	19.116	-10,2%	147.857	234.983	100,0%	100,0%

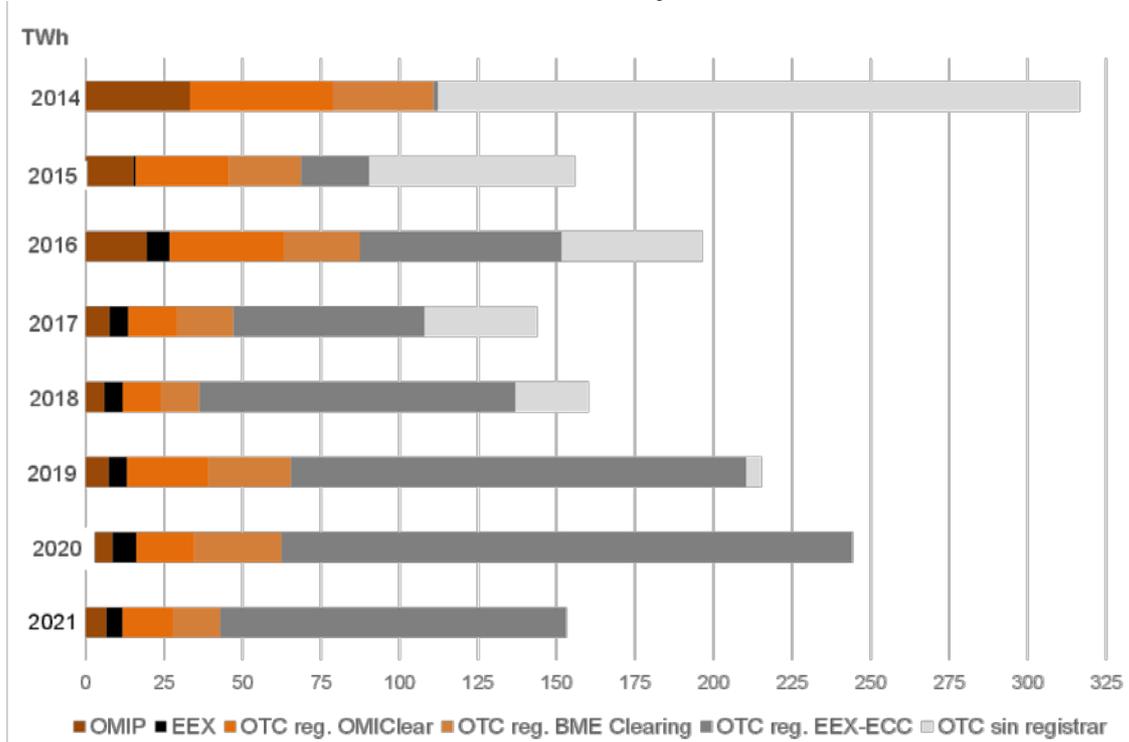
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

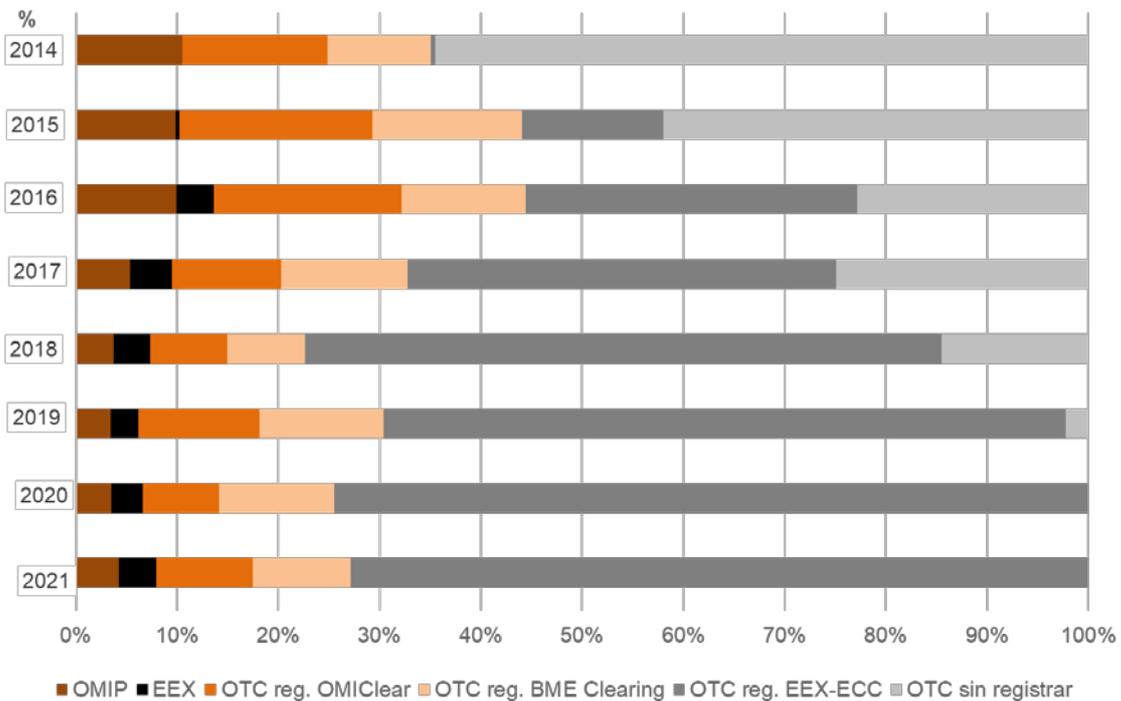
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a julio de 2021



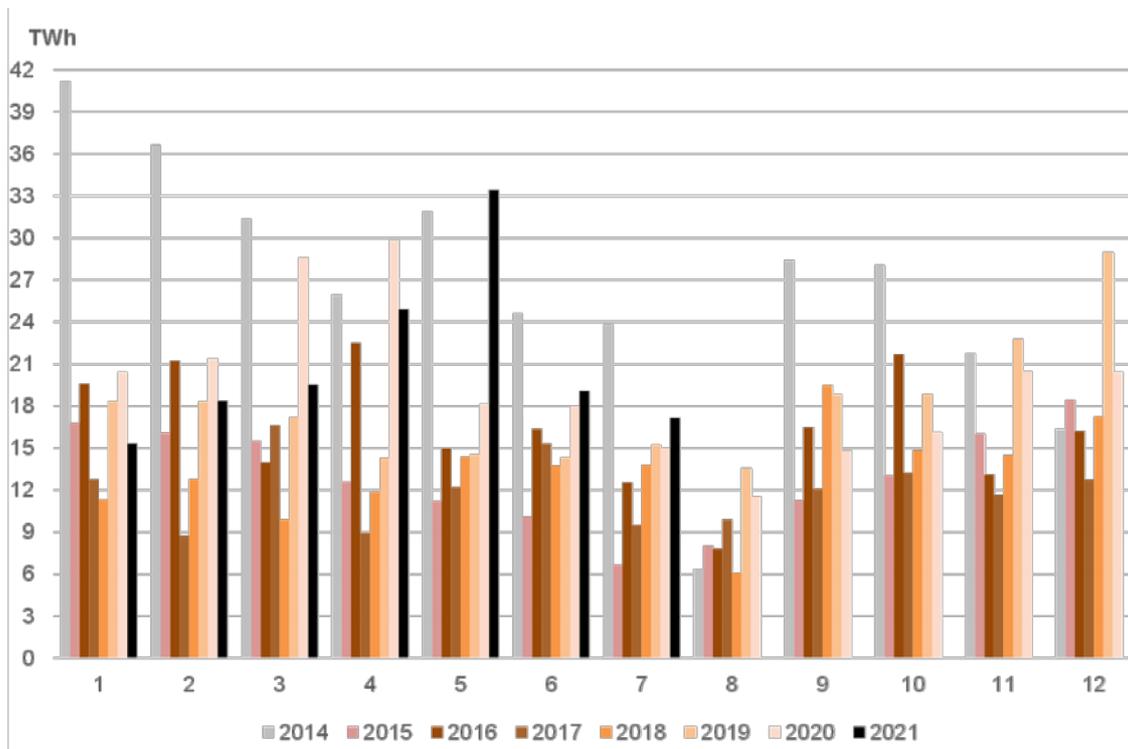
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2014 a julio de 2021



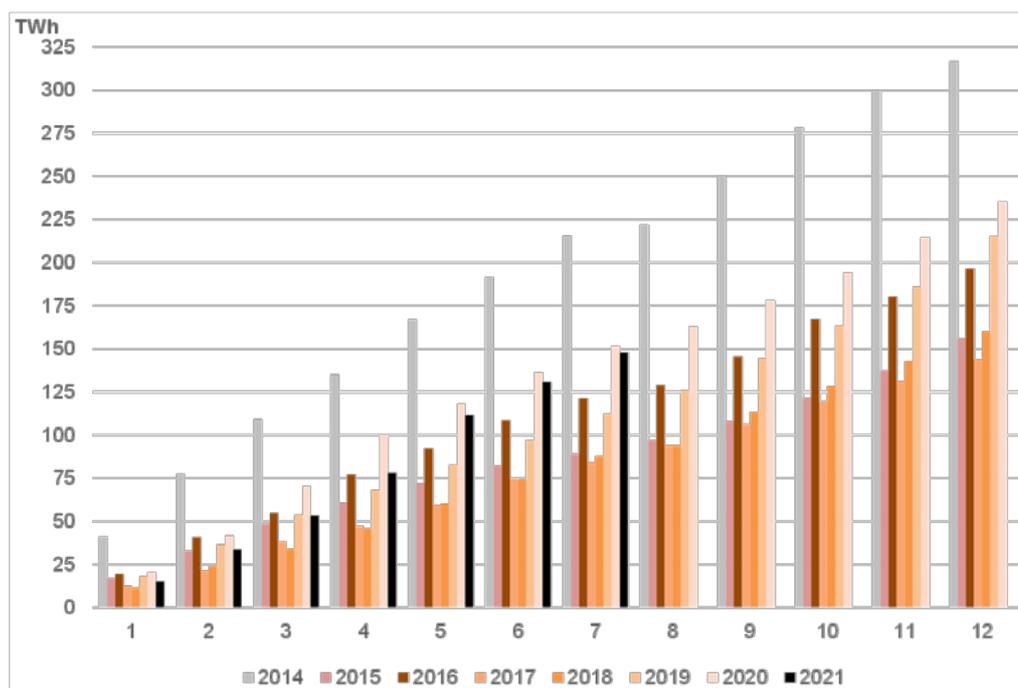
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a julio de 2021



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 2021



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

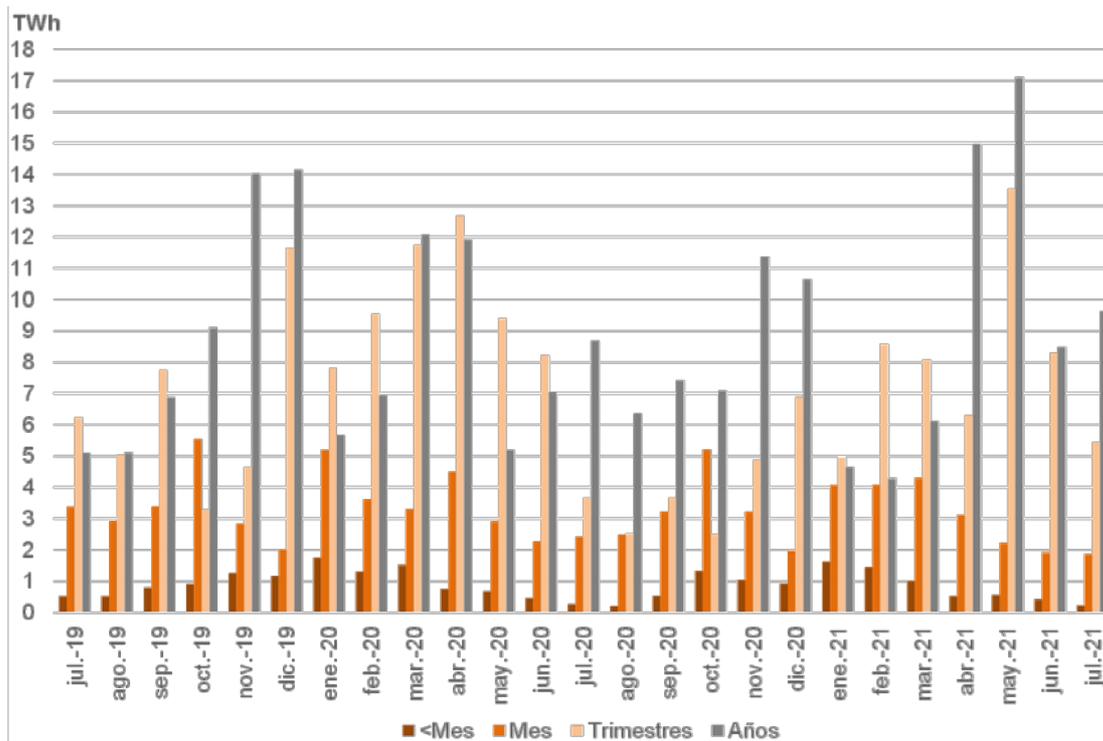
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual julio-21	Mes anterior junio-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	65	171	-61,7%	1.447	24,9%	3.464	32,2%
Fin de semana	34	29	16,1%	696	12,0%	768	7,1%
Semana	126	216	-41,5%	3.674	63,2%	6.539	60,7%
Total Corto Plazo	225	415	-45,8%	5.816	3,9%	10.770	4,6%
Mensual	1.865	1.912	-2,4%	21.549	15,2%	40.310	18,0%
Trimestral	5.444	8.309	-34,5%	55.230	38,9%	83.520	37,3%
Anual	9.635	8.479	13,6%	65.262	45,9%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	16.943	18.700	-9,4%	142.041	96,1%	224.213	95,4%
Total	17.168	19.116	-10,2%	147.857	100,0%	234.983	100%

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

Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)

Periodo: julio de 2019 a julio de 2021

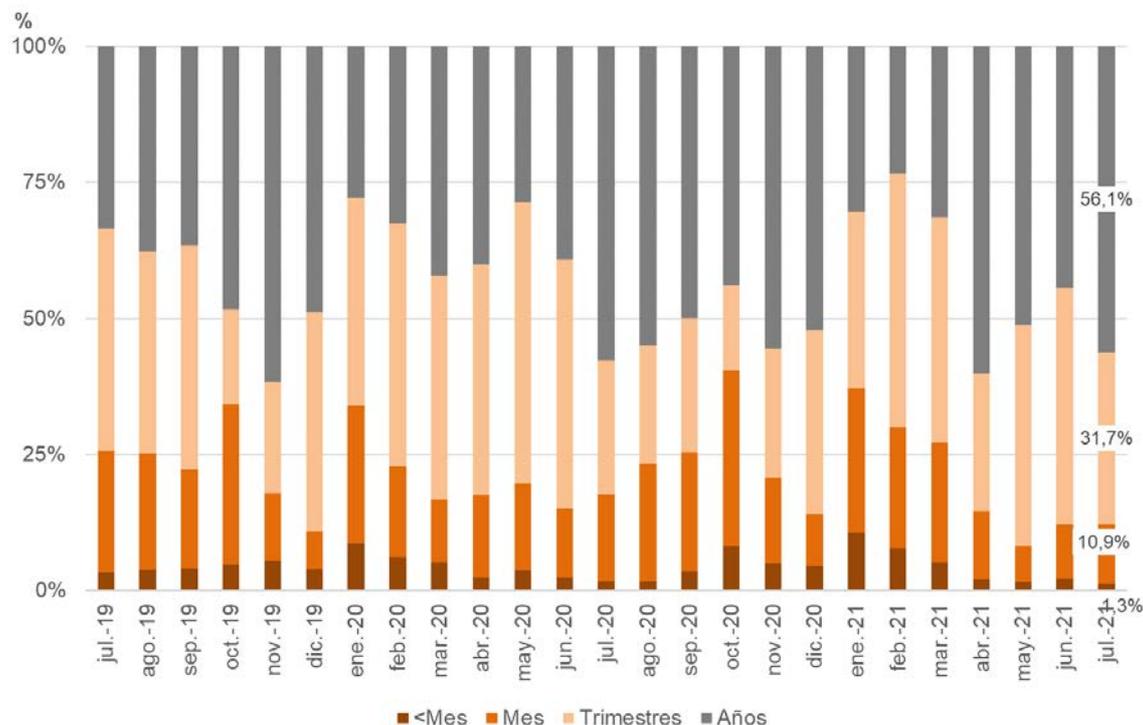


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

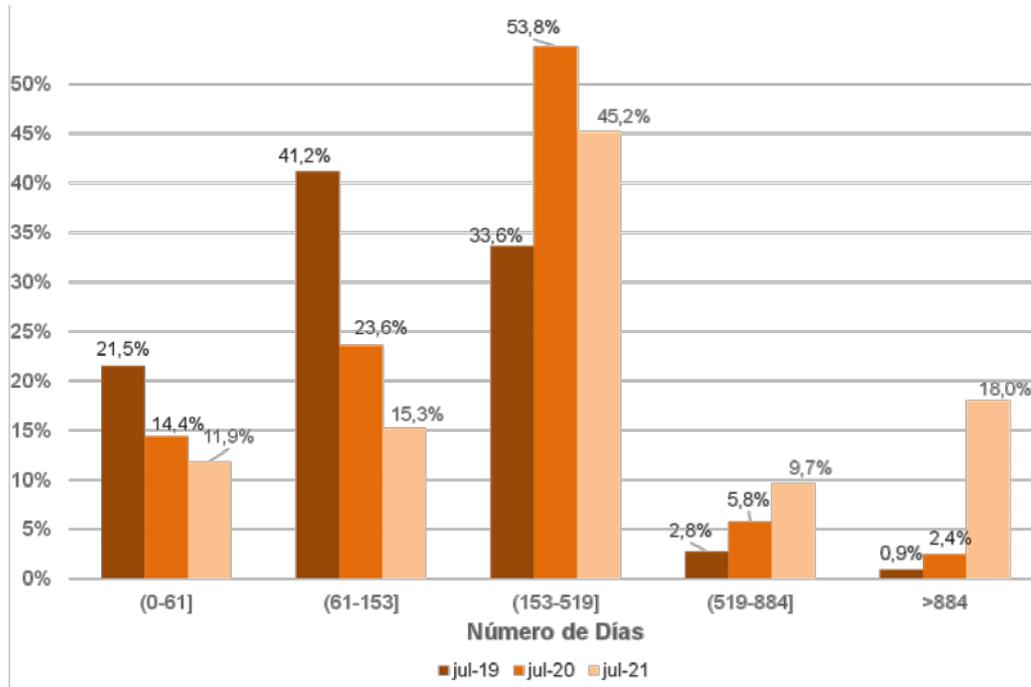
Periodo: julio 2019 a julio de 2021



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

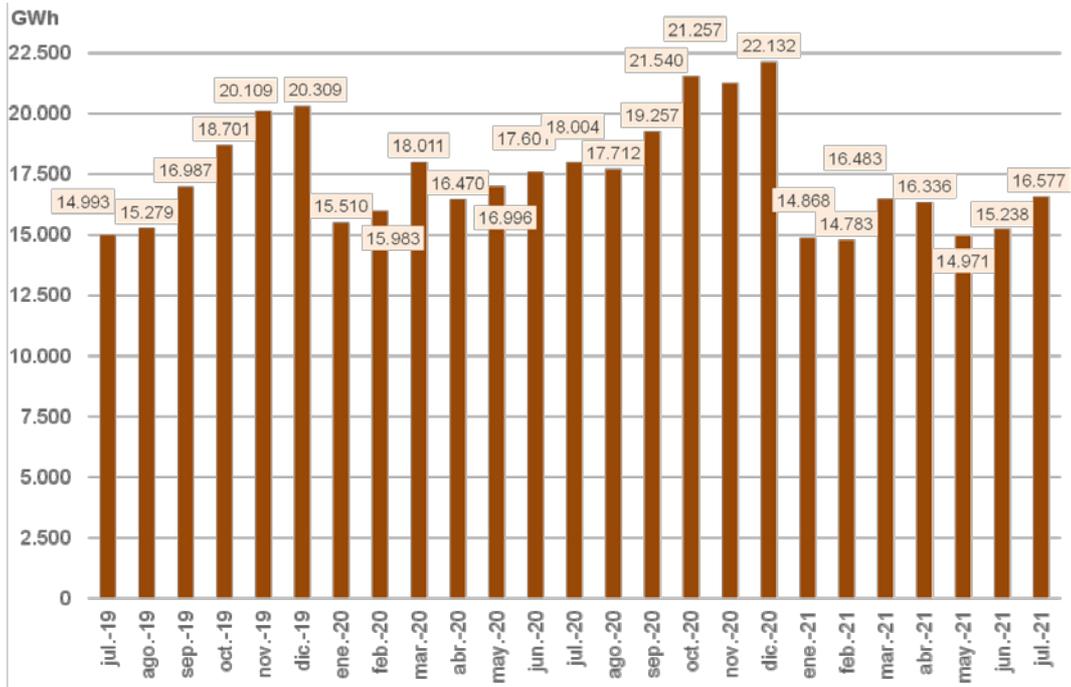
Gráfico 11. Energía negociada en julio (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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 2019 a julio de 2021 ⁶

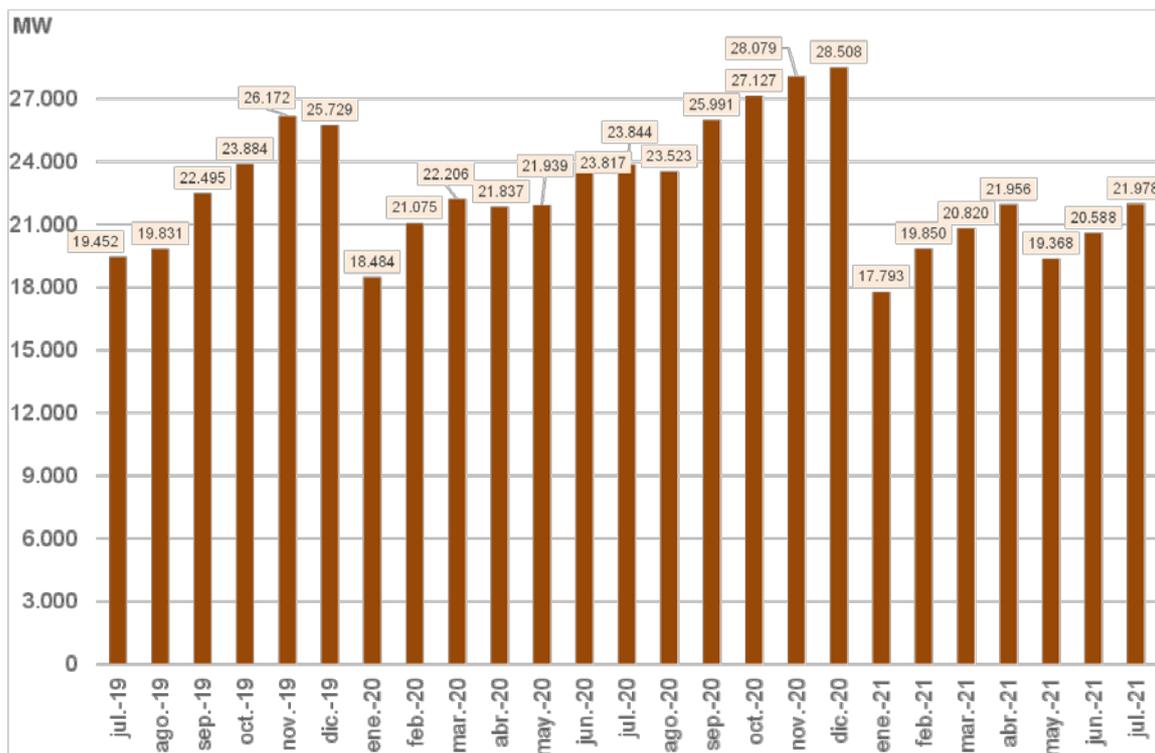


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de julio se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2021: mensual julio-21, trimestral Q3-21, anual YR-21, 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 2021, 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 2019 a julio de 2021



* 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.

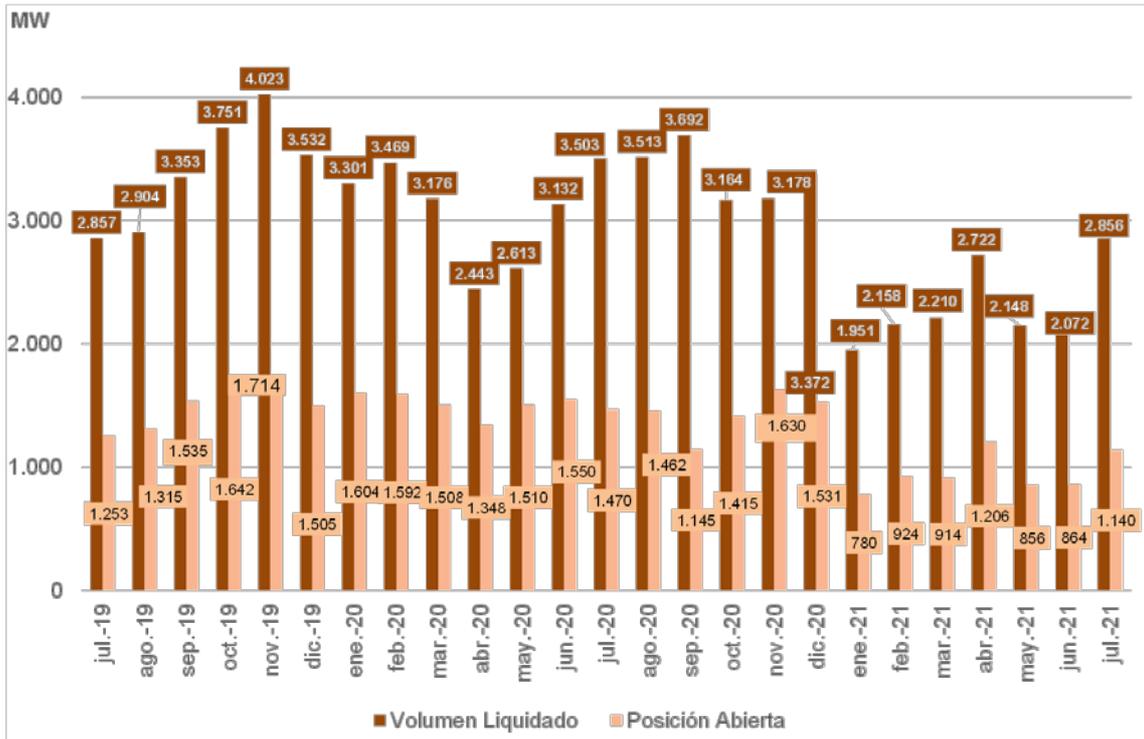
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de julio de 2021 (21.978 MW) representó el 75,3 % de la demanda horaria media de dicho mes (29.200 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: julio de 2019 a julio de 2021



* 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.

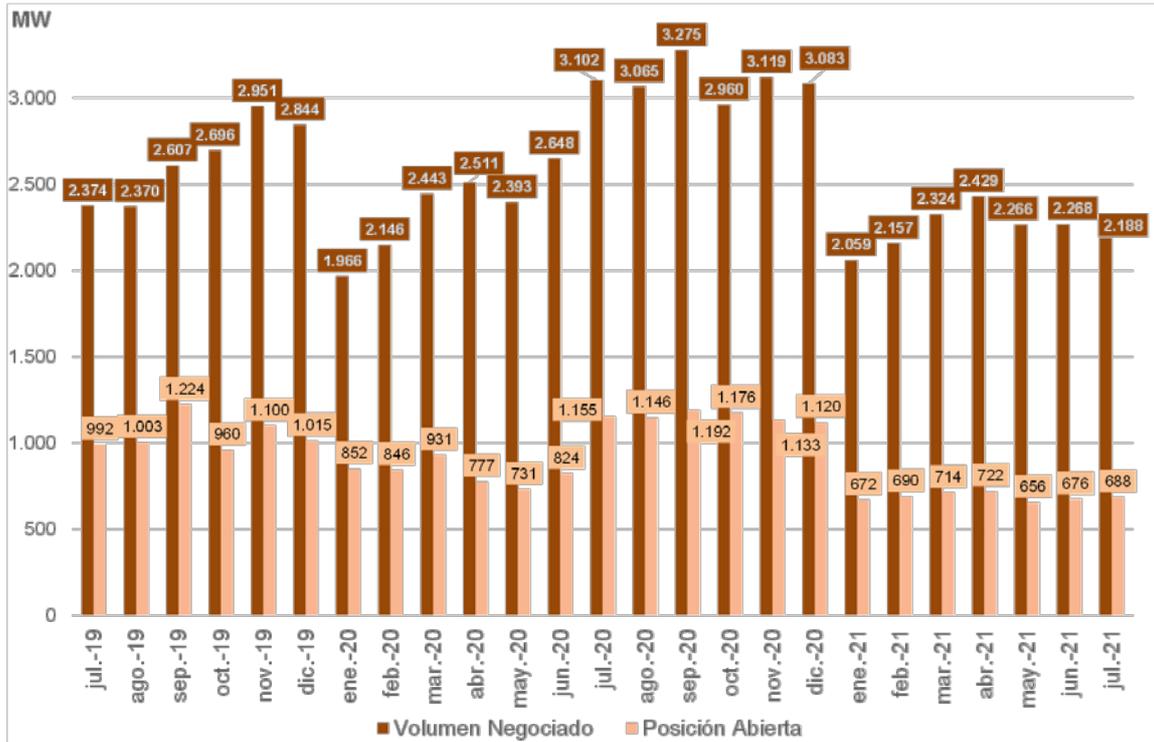
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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: julio de 2019 a julio de 2021



* 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.

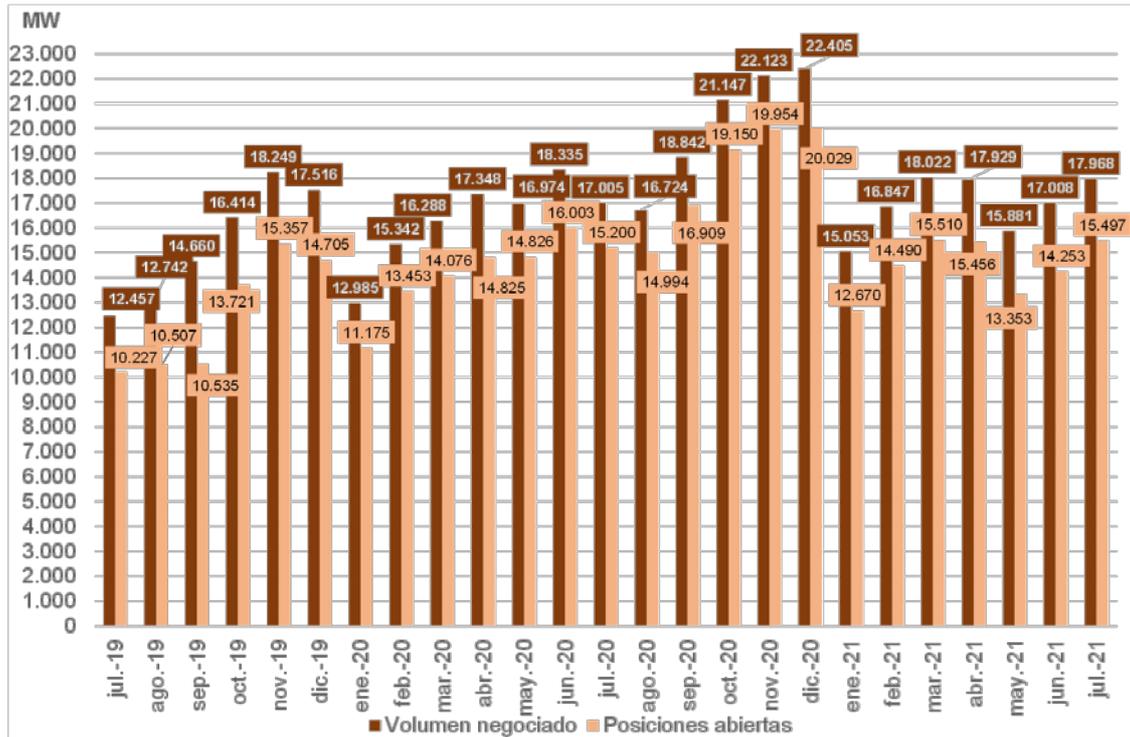
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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 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 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: julio de 2019 a julio de 2021



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

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

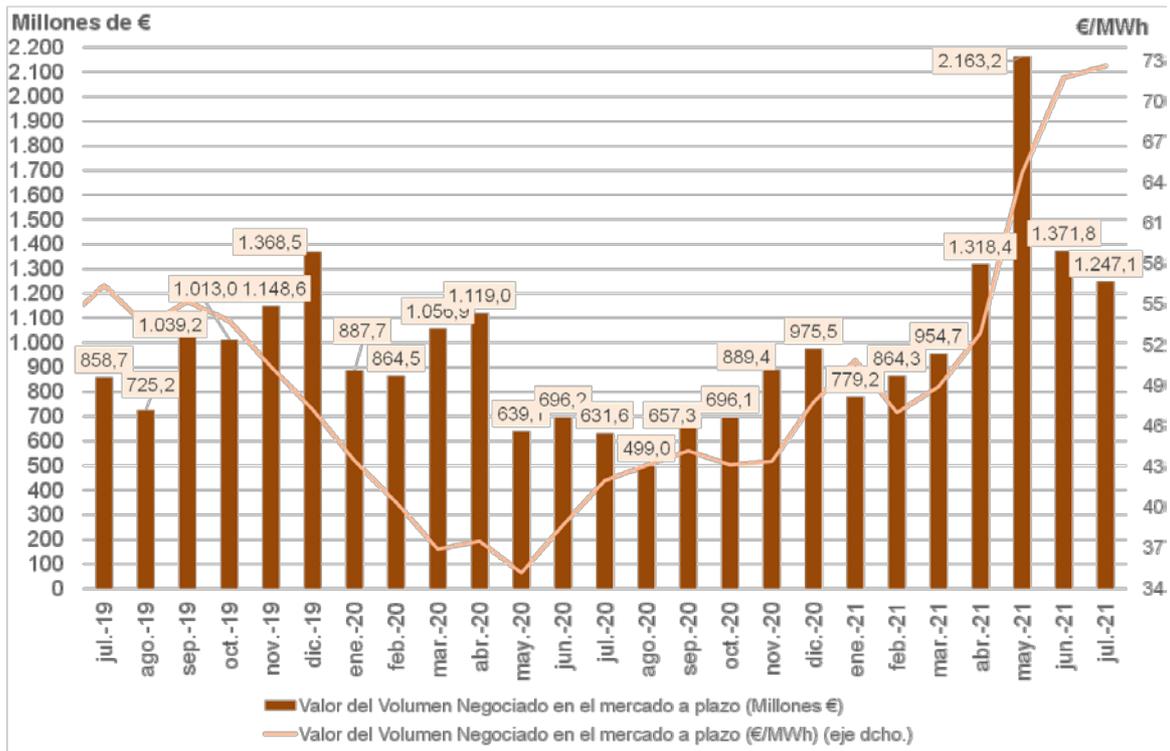
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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

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

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

Periodo: julio de 2019 a julio de 2021



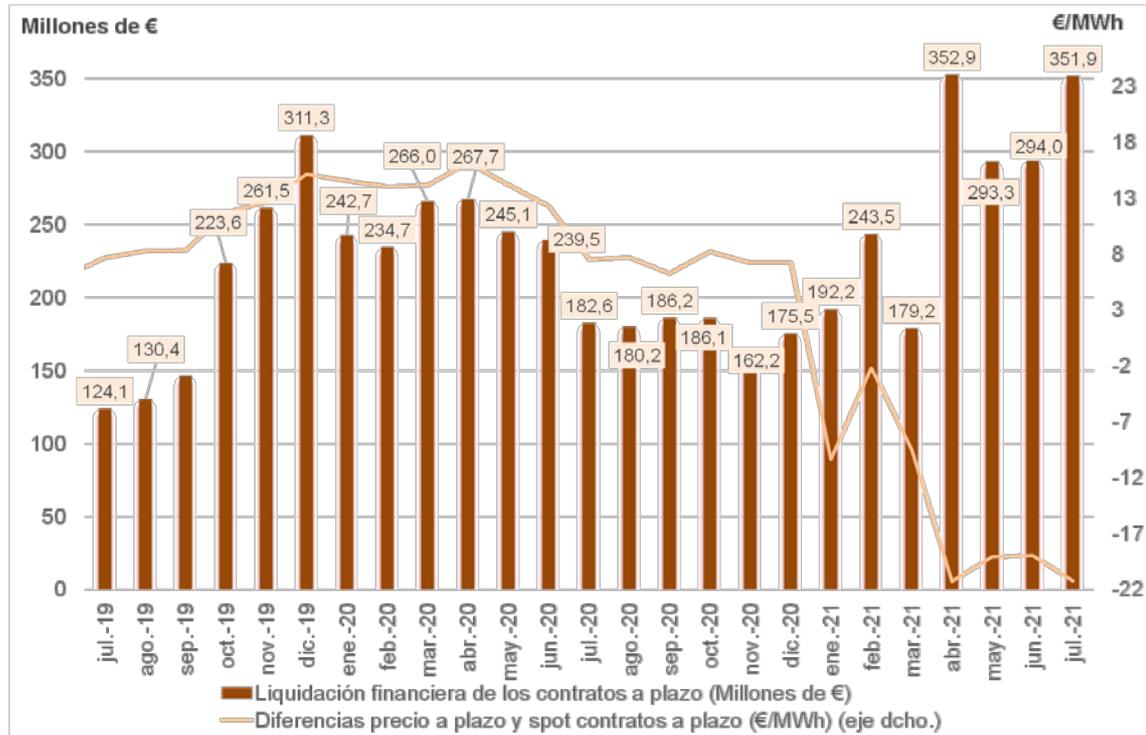
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en julio de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 17,2 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en julio de 2021: 72,64 €/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 2021.

Periodo: de julio de 2019 a julio de 2021

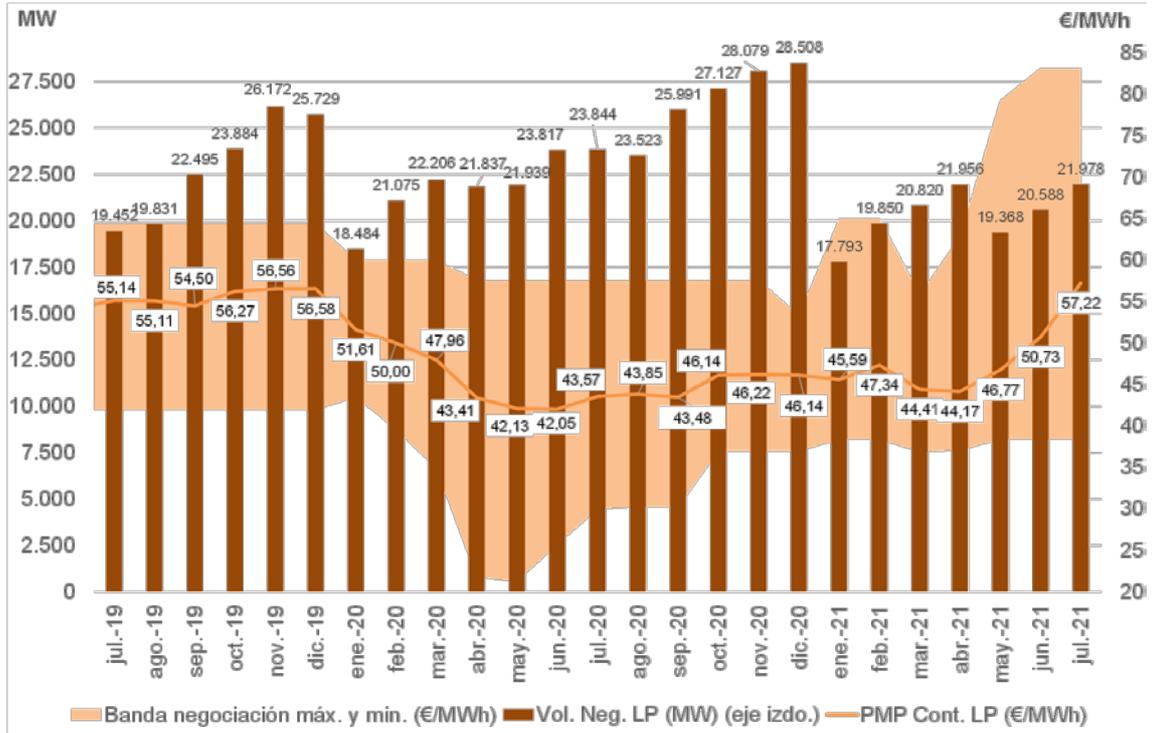


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de julio de 2021 (mensual jul-21, trimestral Q3-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 57,22 €/MWh; siendo inferior en 21,49 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de julio de 2021 (78,71 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en julio de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 92,44 €/MWh, inferior en 0,99 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de julio de 2021 (93,42 €/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 2019 a julio de 2021



* 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

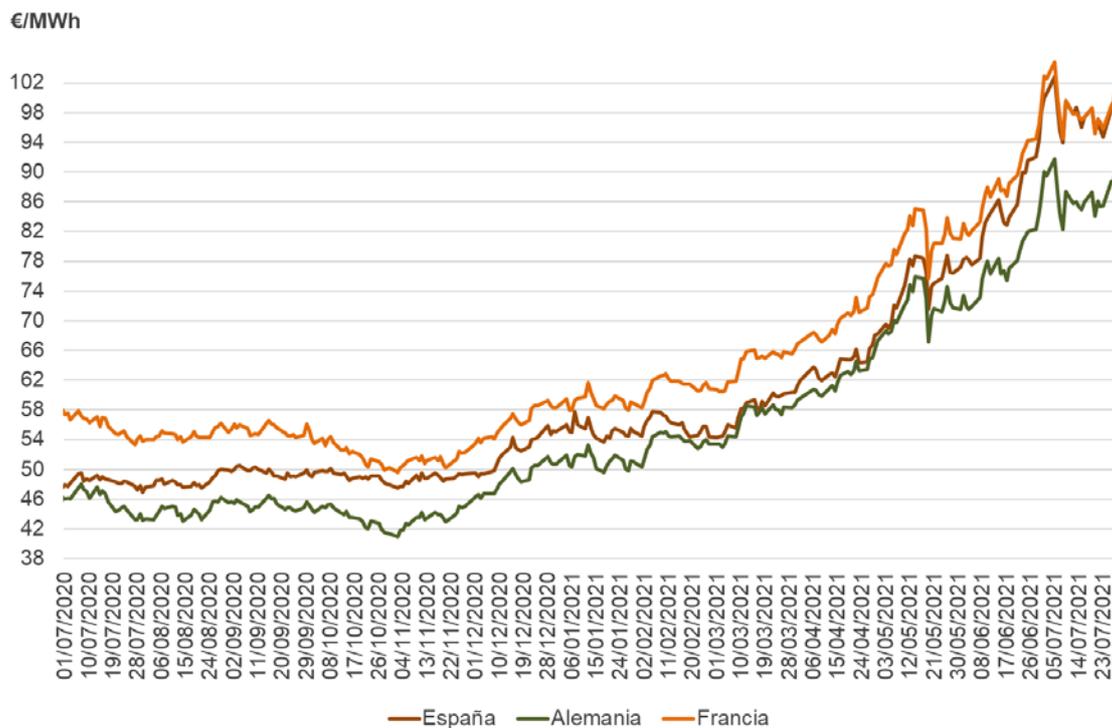
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	julio-21	junio-21	% Variación jul. vs. jun.	julio-21	junio-21	% Variación jul. vs. jun.	julio-21	junio-21	% Variación jul. vs. jun.
ago.-21	94,25	92,50	1,9%	83,29	84,61	-1,6%	76,45	83,64	-8,6%
sep.-21	100,25	95,25	5,2%	88,45	84,81	4,3%	90,37	87,29	3,5%
Q4-21	103,13	98,00	5,2%	91,86	86,54	6,1%	103,61	98,84	4,8%
Q1-22	87,25	87,00	0,3%	88,41	86,04	2,8%	99,68	96,18	3,6%
Q2-22	64,89	65,25	-0,6%	67,59	65,00	4,0%	63,80	61,23	4,2%
YR-22	73,00	73,07	-0,1%	74,98	72,20	3,9%	77,02	73,65	4,6%

Nota: últimas cotizaciones de junio a 30/06/2021 y últimas cotizaciones de julio a 30/07/2021.

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.

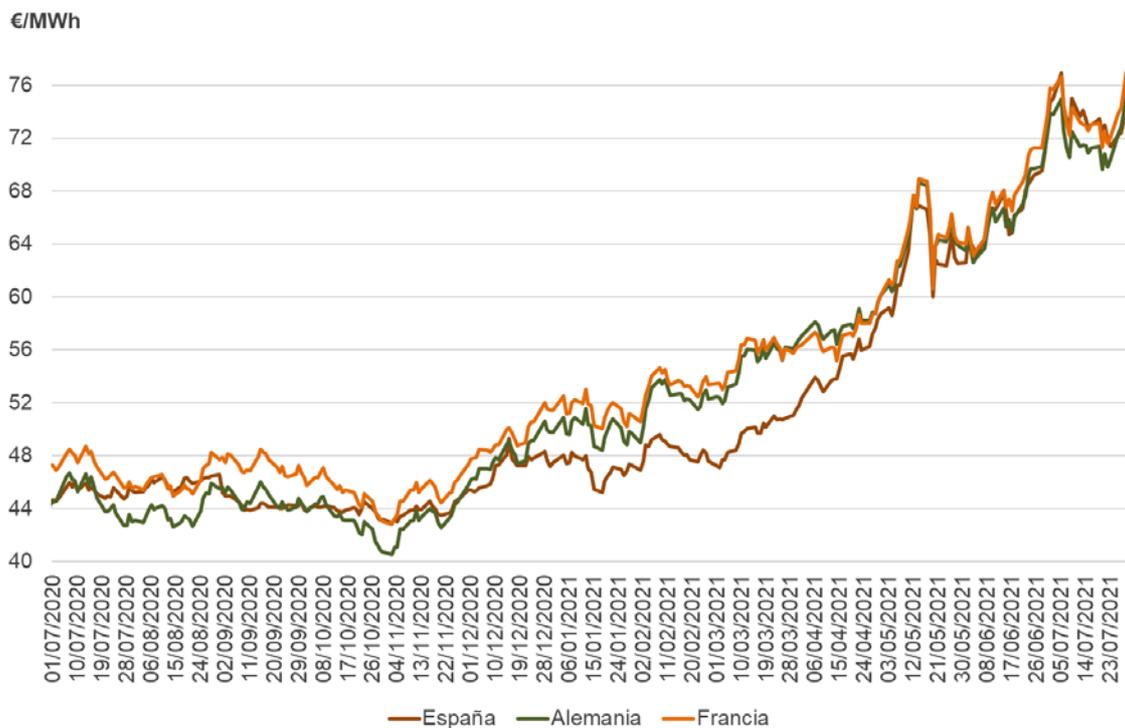
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 julio de 2020 a 31 de julio de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 julio de 2020 a 31 de julio de 2021



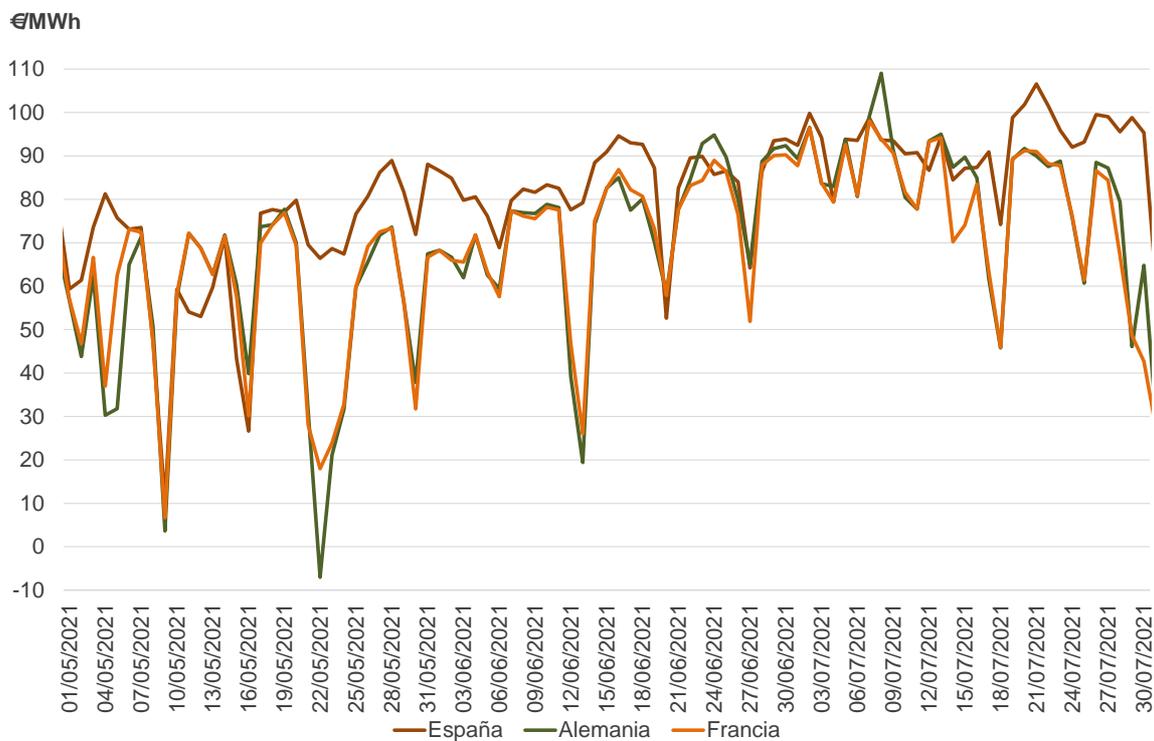
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	julio-21	junio-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	92,42	83,30	10,9%
Alemania	81,37	74,08	9,8%
Francia	78,37	73,51	6,6%

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 2021



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 2019 a julio de 2021

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

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

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de julio de 2019 a julio de 2021, 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-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47
mar-21	40,40	45,45	-5,05	44,80	47,16	-2,36	45,99	50,22	-4,23
abr-21	48,50	65,02	-16,52	47,19	53,61	-6,42	50,26	63,10	-12,84
may-21	63,00	67,12	-4,12	54,63	53,35	1,28	56,77	55,28	1,49
jun-21	79,15	83,30	-4,15	64,28	74,08	-9,80	62,67	73,51	-10,84
jul-21	90,75	92,42	-1,67	85,16	81,37	3,79	83,65	78,37	5,28

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 Jul.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jun.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-jul-21	Mín.	Máx.	30-jun-21	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	76,31	69,62	78,39	76,19	69,32	76,44	0,2%
Brent entrega a un mes	76,33	68,62	77,16	75,13	70,25	76,18	1,6%
Brent entrega a doce meses	69,79	64,19	70,31	69,08	65,72	69,88	1,0%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	35,49	27,56	35,70	30,12	21,19	30,12	17,8%
Gas NBP entrega Q4-21	36,13	29,07	36,38	30,00 (*)	23,64	31,06	20,4%
Gas NBP entrega Q1-22	34,33	28,91	34,59	31,74	24,64	31,74	8,1%
Gas NBP entrega Q2-22	21,32	19,34	21,32	19,68	16,39	19,68	8,3%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	39,22	33,59	40,18	34,74	24,89	34,74	12,9%
PVB-ES a un mes	41,44	33,43	41,80	35,40	26,40	35,40	17,1%
PEG Spot	40,30	32,30	40,90	34,70	24,35	34,70	16,1%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Ago-21	138,40	119,95	139,10	117,40	93,50	117,40	17,9%
Carbón ICE ARA Q4-21	125,85	109,50	126,55	107,58	91,45	107,58	17,0%
Carbón ICE ARA YR-22	95,25	85,75	96,24	87,20	80,15	87,20	9,2%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	53,33	50,79	57,87	56,37	49,97	56,37	-5,4%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	53,69	51,16	58,28	56,78	50,47	56,78	-5,4%

(*) Cotización a 29/06/2021

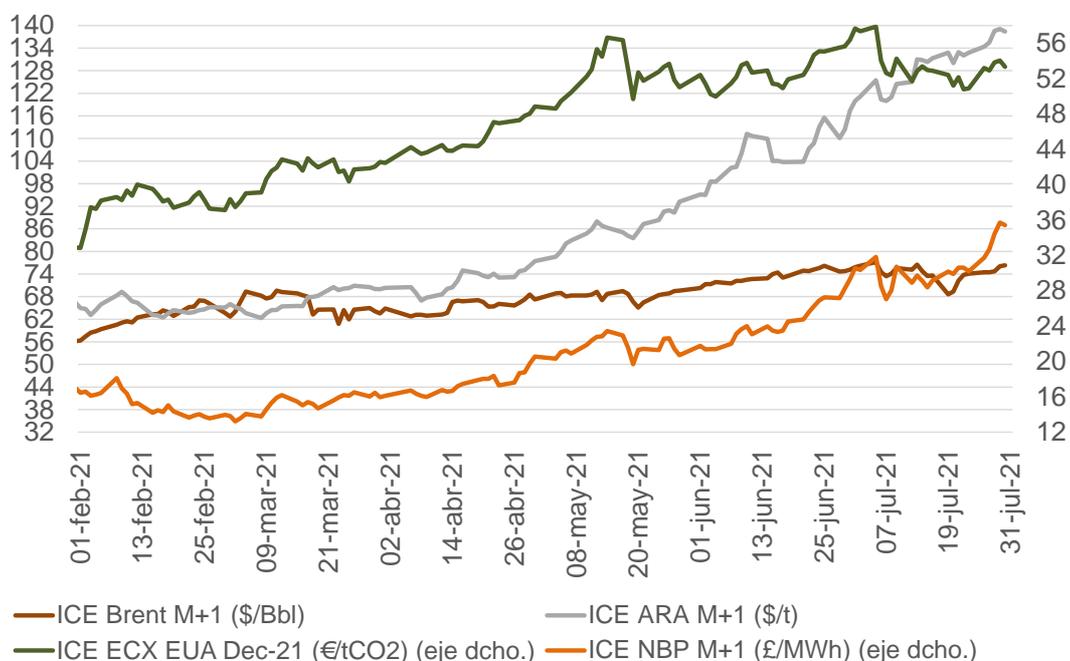
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 junio a 30/06/2021 y cotizaciones de julio a 30/07/2021.

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

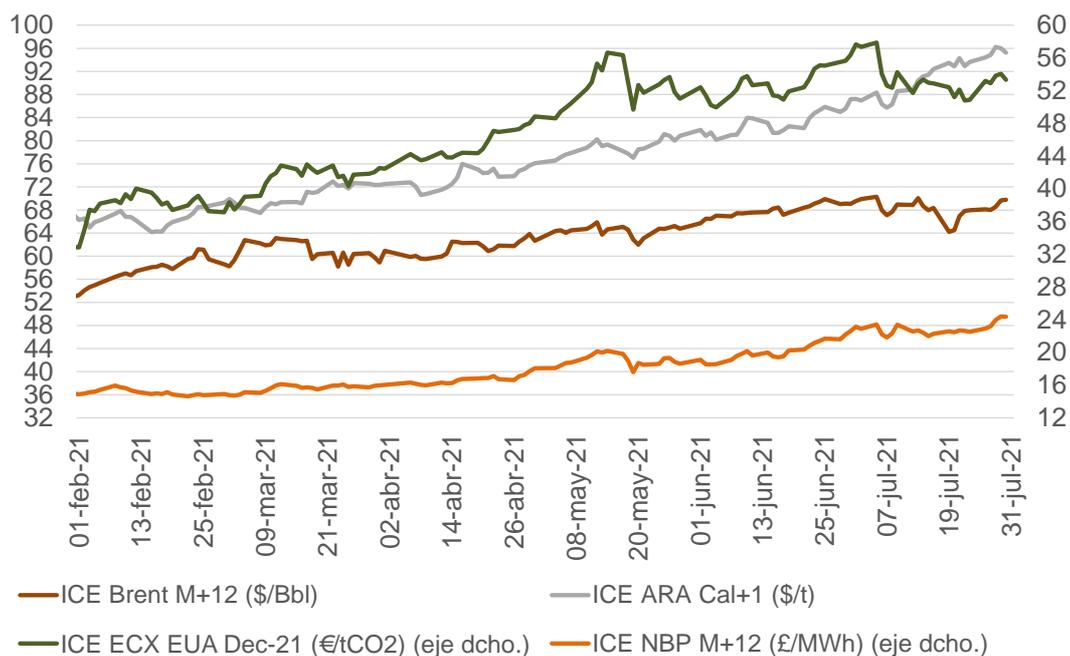
A cierre del mes de julio de 2021 (30 de julio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se mantuvo en el mismo nivel que a cierre del mes de junio (1,19 \$/€). Asimismo, a 30 de julio, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se mantuvo en el mismo nivel que a 30 de junio (0,85 £/€).

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 de 2021 a 31 de julio de 2021



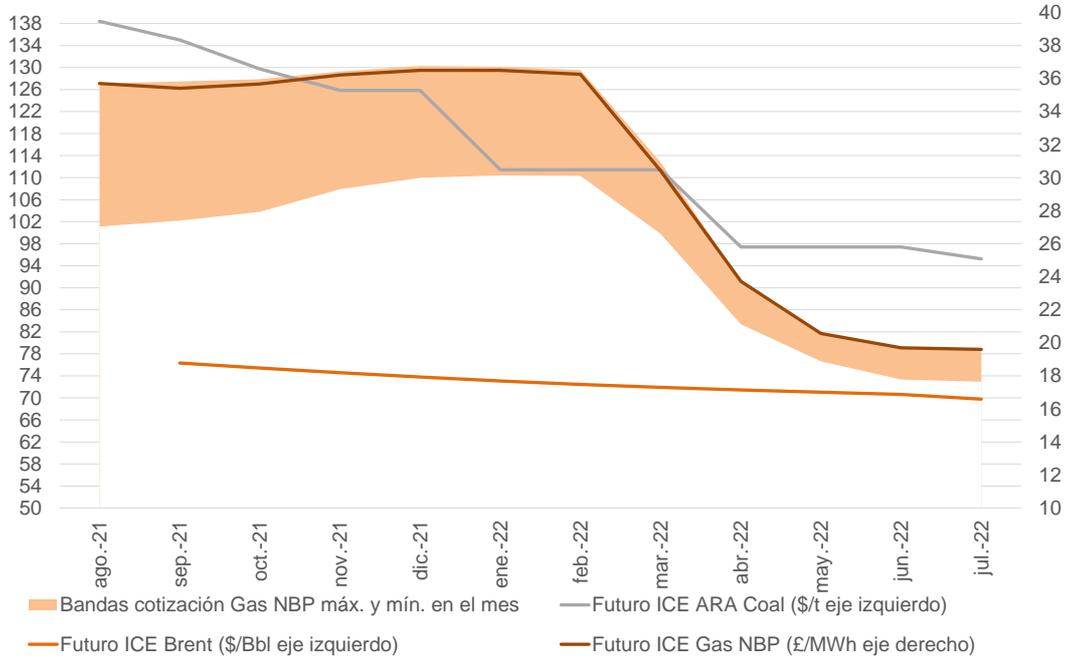
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 de 2021 a 31 de julio de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de julio de 2021 (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].

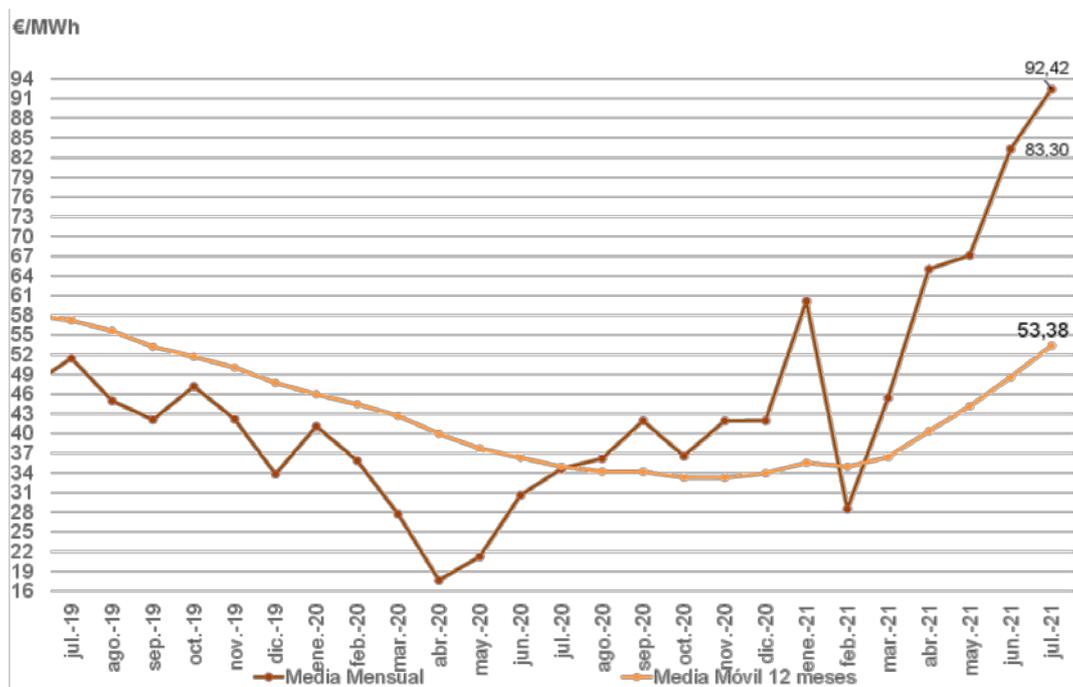
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.

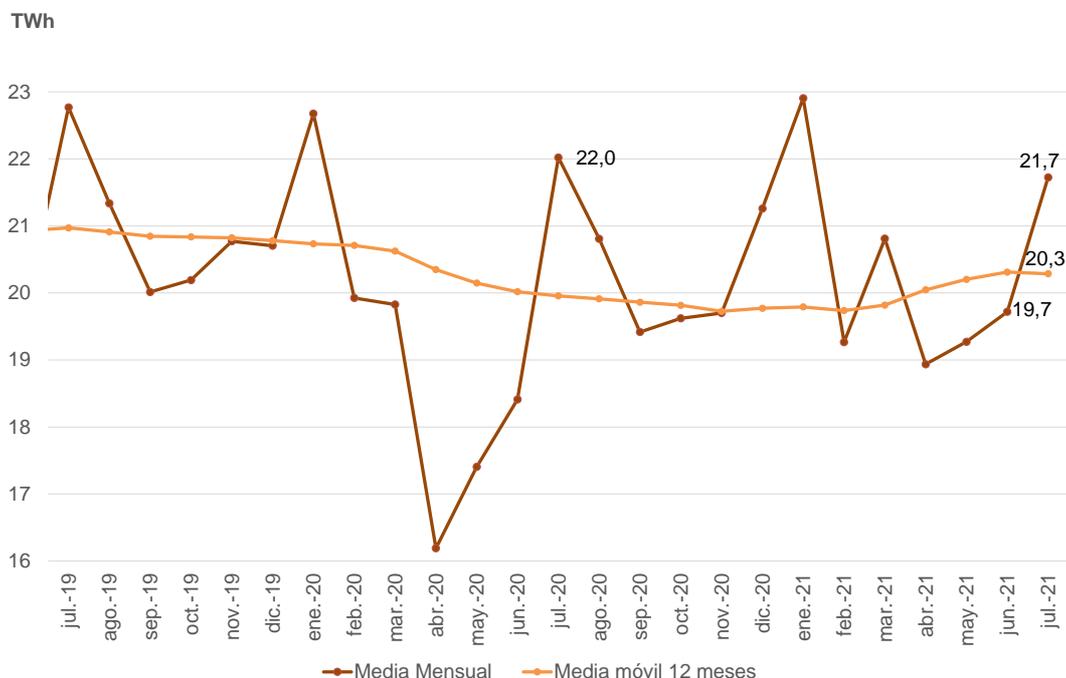
Periodo: julio de 2019 a julio de 2021



Fuente: OMIE

Gráfico 29. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: julio de 2019 a julio de 2021



Fuente: REE

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

	jul-21	jun-21	jul-20	% Var. jul-21 vs. jun-21	% Var. jul-21 vs. jul-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,34	2,26	1,99	3,9%	17,8%	33,01	13,9%	23,21	16,3%
Nuclear	5,13	3,71	5,17	38,2%	-0,8%	55,83	23,5%	31,82	22,3%
Carbón	0,31	0,43	0,31	-28,2%	0,0%	4,97	2,1%	2,36	1,7%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,06	3,22	5,96	-4,9%	-48,7%	38,39	16,2%	15,92	11,2%
Eólica	4,11	3,52	3,97	16,9%	3,7%	53,57	22,6%	35,33	24,8%
Solar fotovoltaica	2,52	2,25	1,86	12,1%	35,8%	15,00	6,3%	12,08	8,5%
Solar térmica	0,88	0,68	0,85	28,2%	3,8%	4,86	2,0%	3,17	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,36	0,36	0,36	-1,1%	-0,8%	4,63	2,0%	2,65	1,9%
Cogeneración	2,30	2,22	2,34	3,5%	-1,9%	27,38	11,5%	15,47	10,8%
Residuos	0,28	0,24	0,17	18,2%	63,2%	2,53	1,1%	1,64	1,1%
Total Generación	21,28	18,90	22,97	12,6%	-7,4%	240,21	101,2%	143,64	100,7%
Consumo en bombeo	-0,24	-0,20	-0,33	24,1%	-26,4%	-4,83	-2,0%	-3,03	-2,1%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,04	-0,07	-0,17	-39,4%	-75,9%	-1,44	-0,6%	-0,71	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,71	1,07	-0,45	-33,5%	-259,0%	3,31	1,4%	2,71	1,9%
Total Demanda transporte	21,73	19,72	22,02	10,2%	-1,3%	237,27	100,0%	142,63	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

