



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

13 de mayo 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	28
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-21 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	32

1. Hechos relevantes

Significativo aumento del precio de contado en el mes de enero

En los primeros días de enero de 2021 se registraron unos precios spot muy altos¹, como consecuencia, principalmente, de la elevada demanda y los altos precios del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂. Por el contrario, los últimos días del mes se registró una elevada aportación de tecnología eólica, que motivó que los precios horarios se acercaran a 0 €/MWh. En media mensual, el precio spot aumentó 18,20 €/MWh (+43,4%) respecto al de diciembre, situándose en 60,17 €/MWh frente a 41,97 €/MWh del mes anterior.

Las cotizaciones de los contratos con subyacentes español y francés no siguieron una tendencia homogénea en todos los plazos analizados, mientras que los precios de los contratos con subyacente alemán mostraron, en general, un comportamiento ascendente

En la evolución de las cotizaciones a plazo sobre electricidad durante el mes de enero, cabe diferenciar, en general, entre el comportamiento alcista mostrado durante los primeros días del mes, en todos los plazos y subyacentes considerados, y la tendencia descendente de la segunda mitad del mes. Entre los factores que habrían contribuido al incremento de las cotizaciones en la primera mitad del mes, cabría destacar el fuerte repunte del precio spot, la histórica subida de los precios de los derechos de emisión de CO₂, y el significativo aumento de las cotizaciones de los combustibles a plazo, en particular, del precio del gas presionado por la notable tendencia alcista de la referencia asiática de GNL, que motivó el desvío de buques hacia la cuenca asiática. En el mercado español, cabría destacar la saturación de la interconexión con Francia, la pérdida de flujos desde Argelia y la reducción en un 10% de la previsión de llegadas de GNL a los terminales españoles durante el mes de enero. Por el contrario, en la segunda mitad del mes, la previsión de temperaturas más elevadas para el mes de febrero, la mayor disponibilidad de GNL en el mercado europeo, ante la evolución bajista de la referencia asiática JKM, y la reducción de las expectativas de recuperación de la demanda industrial, ante el aumento de los casos por COVID-19 y las medidas restrictivas adoptadas para frenar la pandemia, se vieron reflejadas en un comportamiento general descendente de los precios de los contratos a plazo de combustibles, así como de los contratos a plazo sobre electricidad.

La mayor caída de cotizaciones fue registrada por el contrato mensual FEB-21 para los subyacentes español (-4%) y francés (-9%), que cerraron el mes de enero con un precio de 52,50 €/MWh y 59,48 €/MWh, respectivamente. Por su parte, el precio de dicho contrato para el subyacente alemán experimentó un crecimiento del 1,8%, situándose en 54,41 €/MWh a cierre del mes de enero.

¹ El 9 de enero, el precio medio diario del mercado spot de electricidad fue de 94,99 €/MWh.

Por el contrario, el precio del contrato con liquidación en el Q3-21 aumentó para los tres subyacentes analizados: un 4,8% (52,70 €/MWh) en el caso del subyacente español, un 0,7% (46,65 €/MWh) para el subyacente alemán, y un 0,5% (45,58 €/MWh) en el caso del subyacente francés.

A 29 de enero de 2021, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2022 en el mercado español se situó en 47,25 €/MWh (-0,5% respecto al mes anterior), manteniéndose por debajo tanto de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (49,69 €/MWh; -0,2%), como de la del contrato equivalente en Francia (51,08 €/MWh; -0,7% respecto al mes anterior).

Notable caída de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de enero de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 15,3 TWh, un 25,1% inferior al volumen negociado el mes anterior (20,4 TWh), y un 25,1% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (20,4 TWh). En particular, cabe destacar la caída registrada en el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP (-47,7% respecto al mes de diciembre) y en el mercado organizado de EEX (-32,3%). De este modo, el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 8,3%; 1,3 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en enero de 2021 que en el mes anterior (10,9%; 2,2 TWh). Asimismo, disminuyó de manera significativamente el volumen negociado en el mercado OTC (-23,0% respecto al mes anterior). Uno de los factores que podrían explicar esta evolución del volumen negociado en el mes de enero, en un contexto de elevada volatilidad en los mercados, sería la adopción de estrategias conservadoras de posicionamiento en derivados por parte de los *traders*, con el objetivo de no comprometer el VaR² asignado a sus carteras de negociación a principios del año³.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en enero de 2021 (15,3 TWh) representó el 66,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,9 TWh⁴), inferior al porcentaje (99%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2020 (235 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

En enero de 2021, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en febrero y marzo de 2021, que ascendió a 5,6 TWh, con el 36,7%

² *Value at Risk* (VaR): método utilizado para medir el nivel de exposición al riesgo de una cartera (máxima pérdida esperada en un intervalo de tiempo, con un determinado nivel de confianza).

³ El VaR se ajusta en función de la volatilidad, a mayor volatilidad menor VaR asignado a la cartera, lo que implica que, a la hora de negociar, o bien se negocia menos o bien la negociación se realiza por volúmenes medios inferiores.

⁴ En enero de 2020, el volumen total negociado en los mercados a plazo (20,4 TWh) representó el 90,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,9 TWh).

del volumen total negociado en dicho mes, seguido de los contratos con liquidación en el año 2022 que ascendió a 4,3 TWh, con el 27,8% del volumen total negociado en dicho mes (véase Gráfico 11).

Descenso del volumen de contratos con liquidación en el mes de enero

Hasta el 31 de enero, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en enero de 2021 se situó en torno a 14.868 GWh, un 32,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2020 (22.132 GWh), y un 4,1% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2020 (15.510 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en enero de 2021, el 89% (13.238 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ene-21 trimestral Q1-21 y anual 2021), mientras que el 11% restante (1.630 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores al 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 31 de enero de 2021, la liquidación financiera⁵ de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en enero de 2021 (14.868 GWh) ascendería a 211,5 millones de €⁶, un 20,5% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en diciembre de 2020 negociados en dichos mercados (175,5 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en enero de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,02 €/MWh, inferior en 12,13 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de enero de 2021 (59,15 €/MWh)⁷.

Subida generalizada en los precios del Brent, del gas y de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de enero de 2021, continuó la tendencia alcista del precio del petróleo, en la que habría incidido la decisión inesperada de Arabia Saudí de reducir su producción en 1 millón de bbl/día durante los meses de febrero y marzo. Así, la

⁵ 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.

⁶ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁷ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de enero provienen del contrato trimestral Q1-21 y del contrato anual 2021, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza únicamente contra los precios spot del primer mes del año 2021.

cotización spot del Brent aumentó un 9,2% hasta situarse en 55,13 \$/Bbl (cotización a 29 de enero). Por su parte, las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 7,9% y un 3,7%, respectivamente, cerrando el mes de enero (cotizaciones a 29 de enero) en 55,88 \$/Bbl y 52,35 \$/Bbl, respectivamente.

El ascenso del Brent y la subida histórica de los precios del GNL en Asia, arrastraron al alza los precios de los contratos a plazo de gas en los mercados europeos. Así, aumentaron las cotizaciones de gas en NBP con entrega en el Q2-21, en el Q3-21 y en el Q4-21 (un 0,8%, un 2,1% y un 1,8%, respectivamente). Por el contrario, evolucionó a la baja el precio del contrato en PVB para el mes de febrero, en cuyo descenso habría contribuido la progresiva recuperación de flujos desde Tarifa y Almería, así como las previsiones de temperaturas más suaves y elevada eolicidad.

En cuanto a las referencias spot de gas, en un contexto de volatilidad de mercados, las cotizaciones en NBP y MIBGAS se situaron a cierre de mes en valores inferiores a los de diciembre (un 3,9% y un 2,5% respectivamente), mientras que la referencia spot de PEG ascendió un 5,1% (situándose en 19,98 €/MWh a cierre de enero) respecto al mes anterior.

La cotización del contrato a plazo de carbón (ARA) Feb-21 aumentó un 0,7%, mientras que disminuyeron las referencias ICE ARA Q2-21 y ICE ARA Cal-22, un 0,9 y un 1,4% respectivamente.

Por su parte, influidos por la tendencia general alcista del resto de *commodities* energéticas, los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2021 y en diciembre de 2022 aumentaron un 0,7%, situándose, a cierre del mes de enero, en 32,95 €/tCO₂ y 33,18 €/tCO₂.

La fuerte demanda de gas en Asia, por bajas temperaturas, unido a una reducción de la producción de GNL en Australia y a los retrasos para cruzar el Canal de Panamá, ocasionaron fuertes subidas en el precio del GNL asiático. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, y la referencia JKM a un mes vista se situó, el 15 de enero, en 51,53 €/MWh (un 29,6% superior al precio del 31 de diciembre de 2020: 39,76 €/MWh). No obstante, al cierre del mes de enero, ambas referencias se situaron por debajo de las correspondientes al cierre del mes de diciembre: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, y el precio del JKM a un mes vista se redujo un 37,3% respecto a la del 31 de diciembre de 2020, cerrando en 24,94 €/MWh (a 29 de enero). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

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 ENERO DE 2021				MES DE DICIEMBRE DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. ene-21 vs. dic-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Feb-21	52,50	65,00	50,50	56,20	54,68	56,50	46,43	51,87	-4,0%
FTB M Mar-21	46,50	55,75	44,40	48,08	46,33	47,25	41,76	44,57	0,4%
FTB M Apr-21	43,75	48,65	42,58	45,34	46,85	46,85	39,59	42,47	-6,6%
FTB Q2-21	46,50	48,80	44,00	46,36	46,85	46,85	40,94	43,70	-0,7%
FTB Q3-21	52,70	53,05	49,00	51,36	50,30	50,85	46,10	48,39	4,8%
FTB Q4-21	55,15	57,75	53,70	55,24	55,15	55,90	48,99	52,43	0,0%
FTB Q1-22	50,15	50,15	45,37	48,21	48,40	51,30	44,85	47,91	3,6%
FTB YR-22	47,25	48,25	45,25	47,05	47,47	49,35	45,30	47,07	-0,5%
FTB YR-23	43,25	44,93	43,00	43,50	44,55	46,95	43,00	44,09	-2,9%

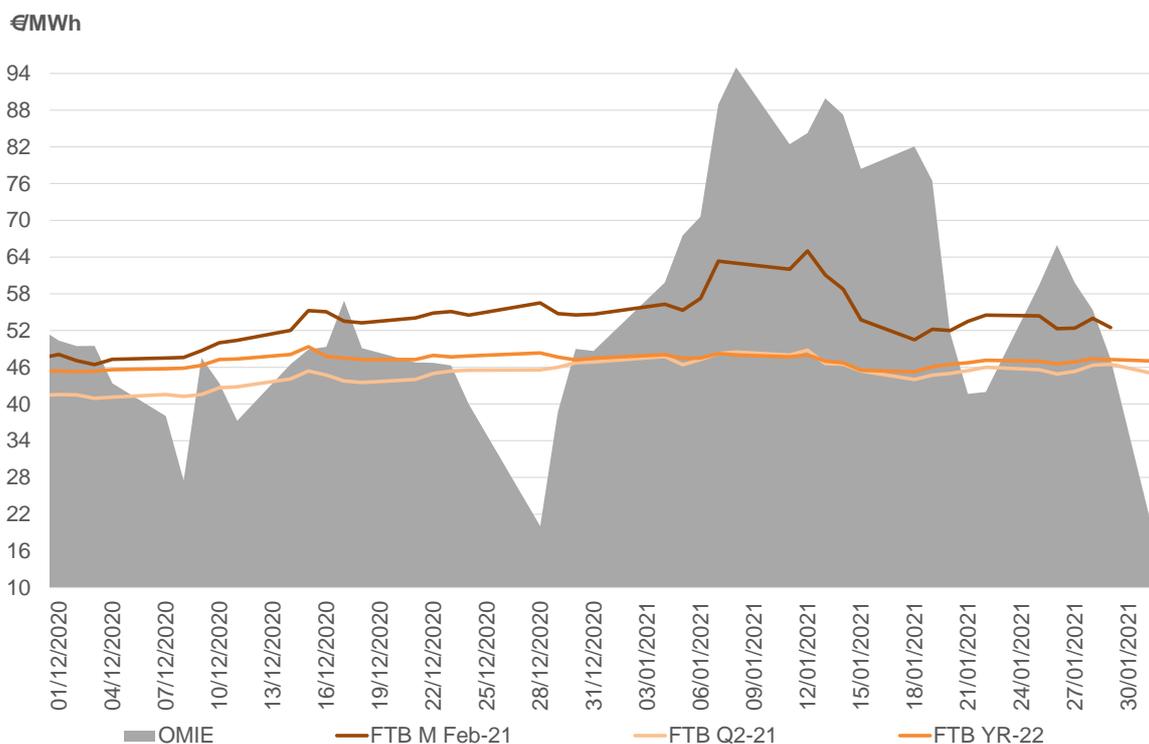
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de enero a 29/01/2021 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2020.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

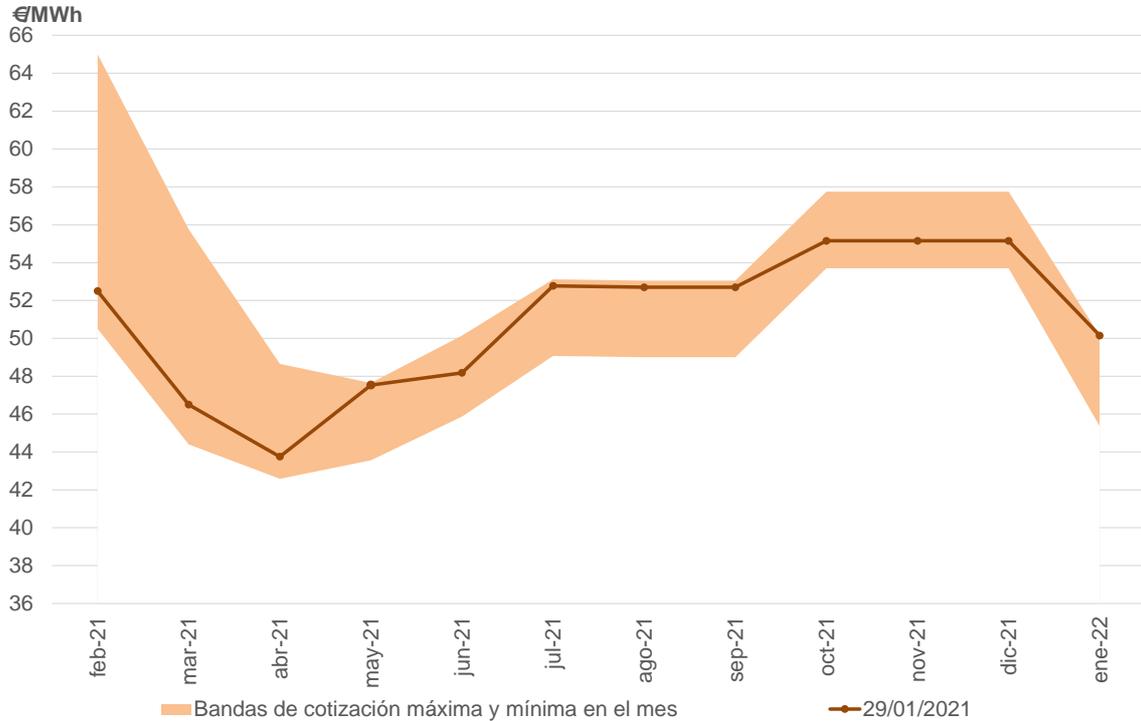
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de noviembre de 2020 al 29 de enero de 2021



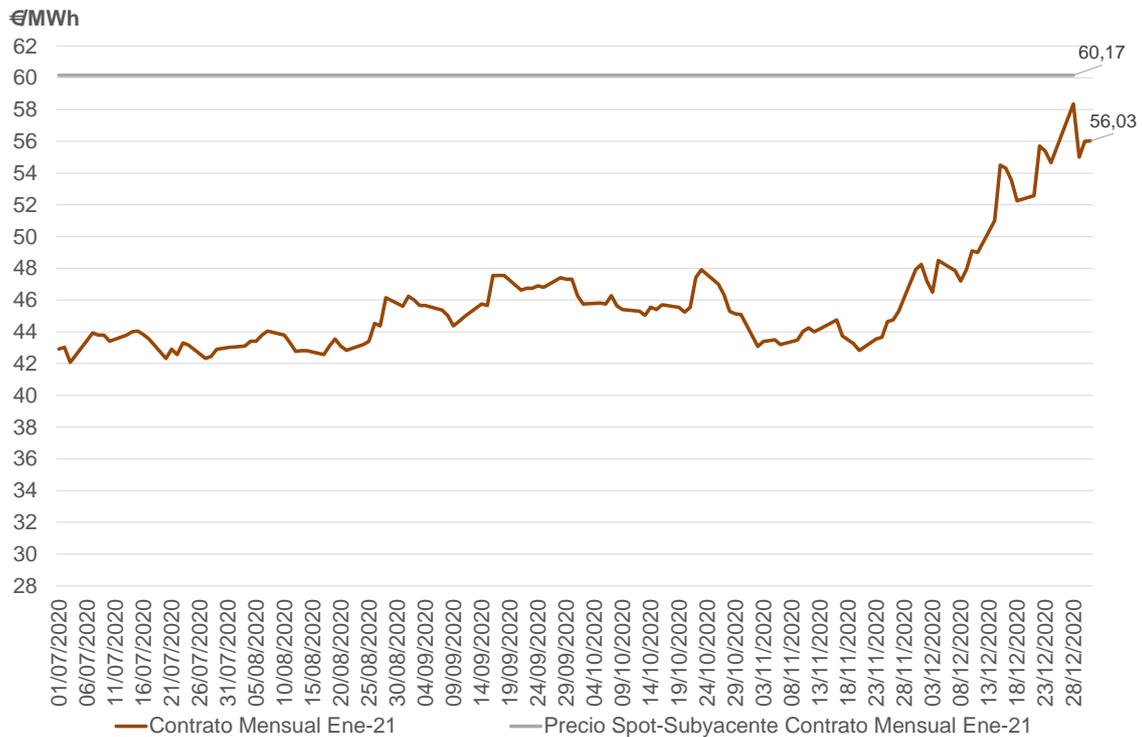
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



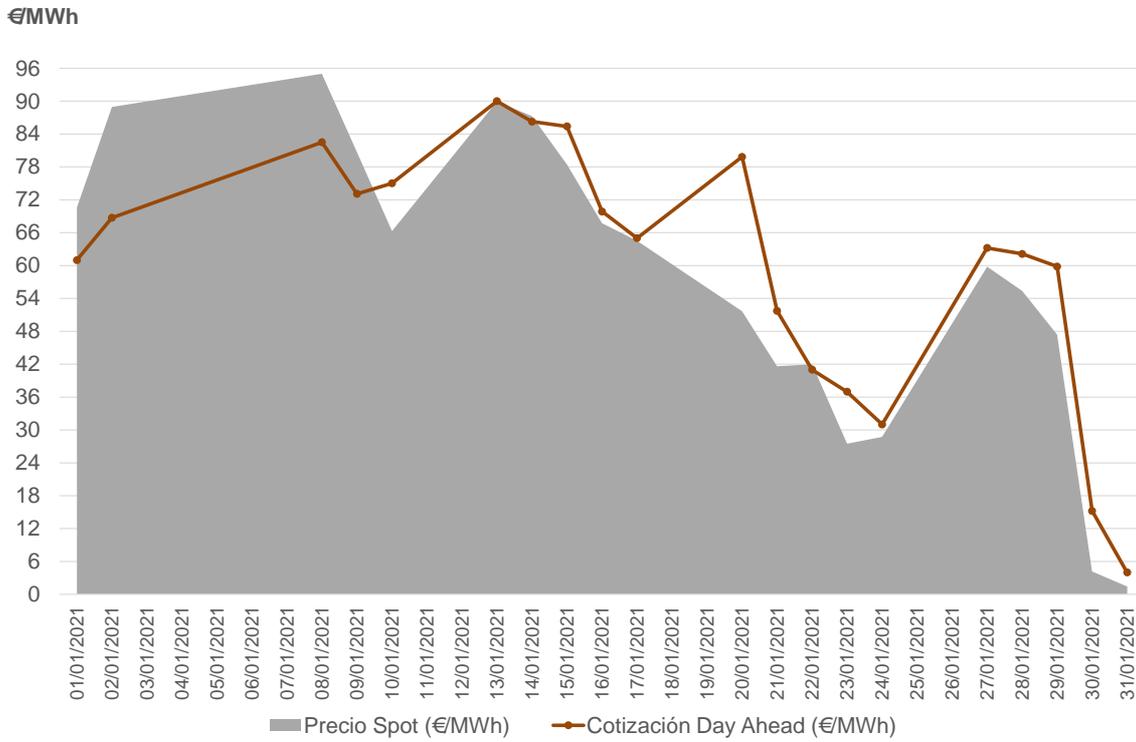
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en enero de 2021 en OMIP vs. precio spot de enero de 2021. Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de julio al 31 de diciembre de 2020



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: enero de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 60,09 €/MWh.
Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁸): 57,45 €/MWh.
Prima de riesgo medio en enero de los contratos *day-ahead*: 2,64 €/MWh.

⁸ 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 enero 2021	Mes anterior diciembre 2020	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	778	1.486	-47,7%	778	8.632	5,1%	3,7%
EEX	499	737	-32,3%	499	7.536	3,3%	3,2%
OTC	14.024	18.202	-23,0%	14.024	218.773	91,7%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	14.562	19.106	-23,8%	14.562	228.060	95,2%	97,1%
<i>OMIClear</i>	959	2.009	-52,3%	959	18.447	6,3%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	1.053	1.511	-30,3%	1.053	27.772	6,9%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	12.550	15.586	-19,5%	12.550	181.841	82,0%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	15.300	20.424	-25,1%	15.300	234.942	100,0%	100,0%

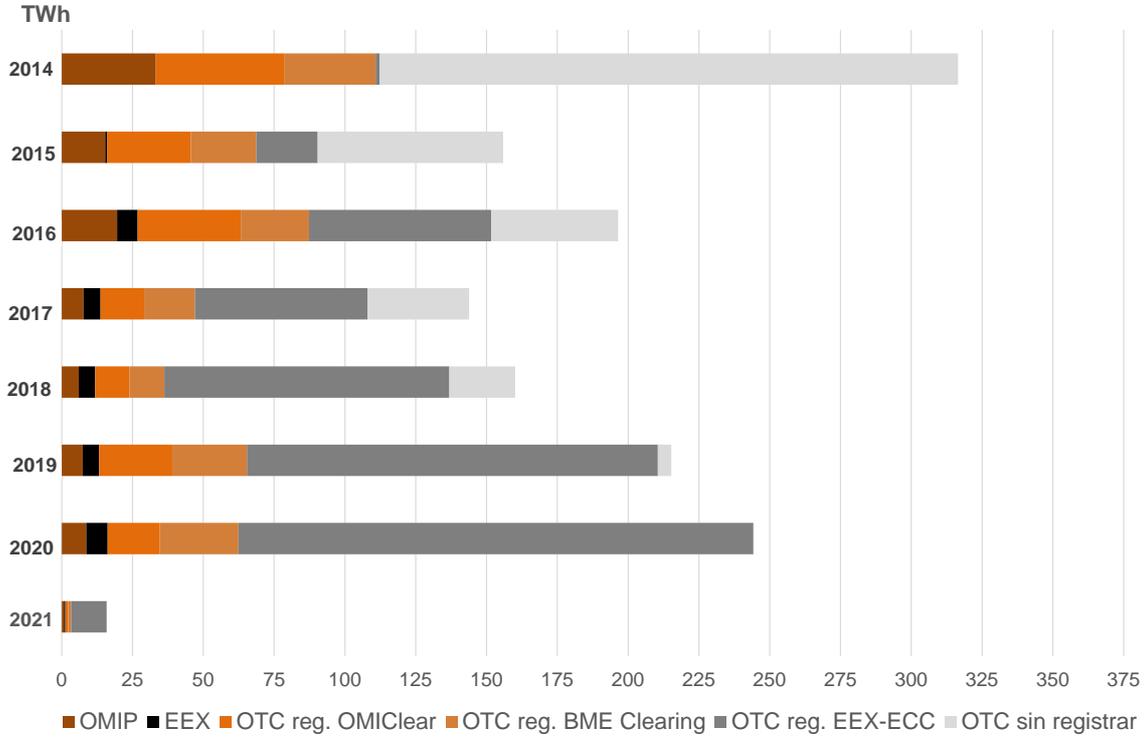
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

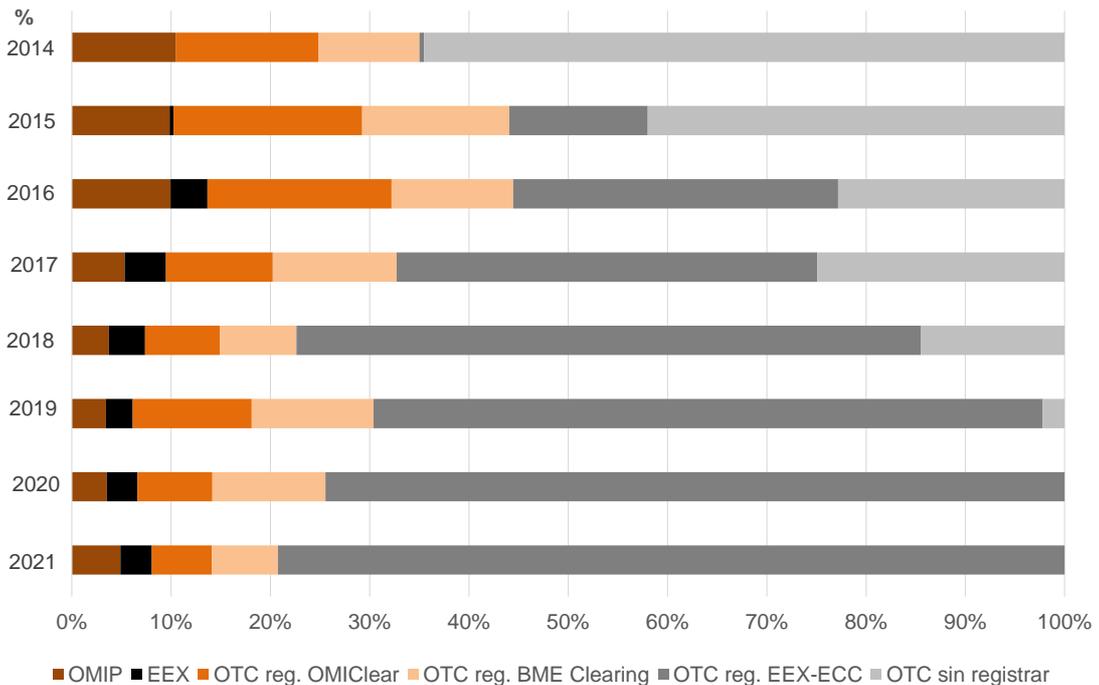
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



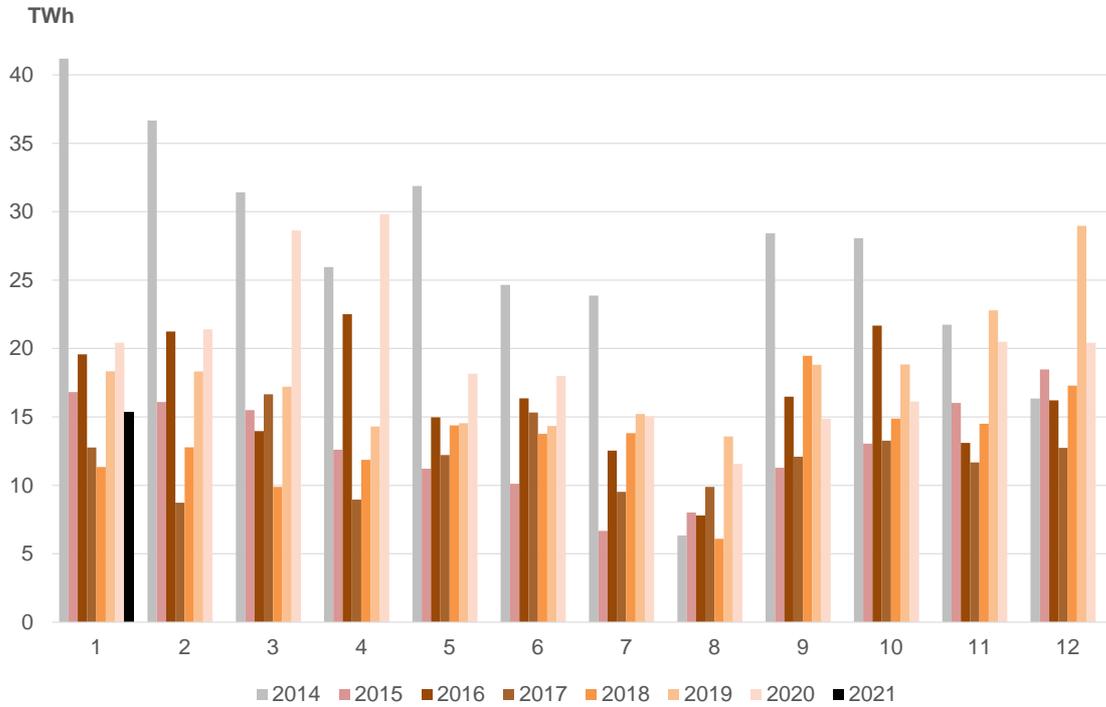
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



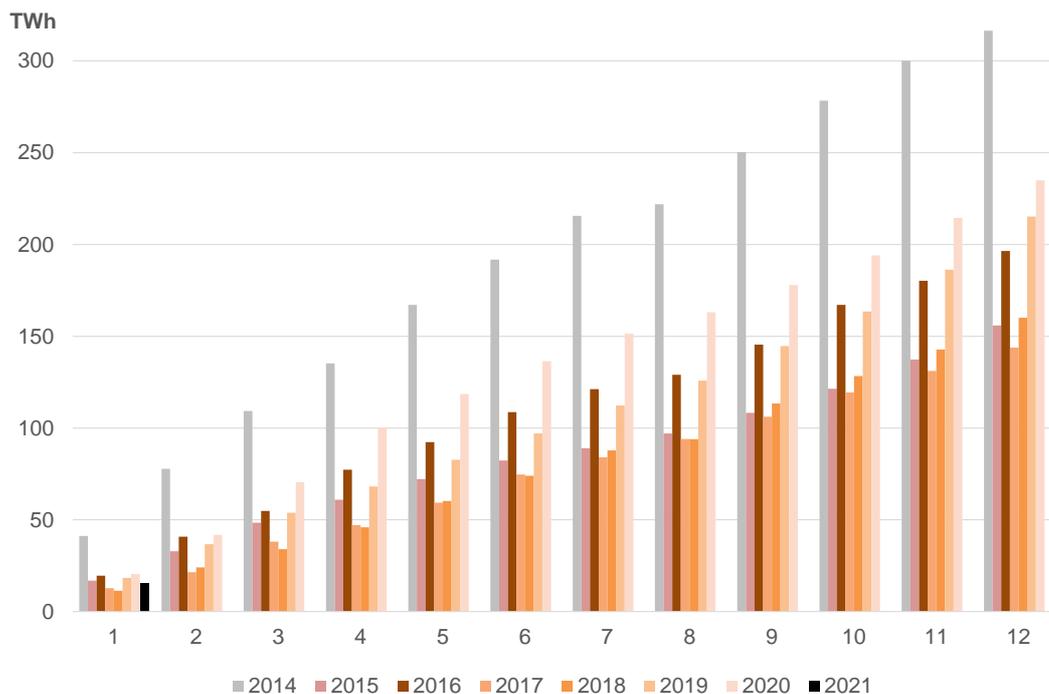
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

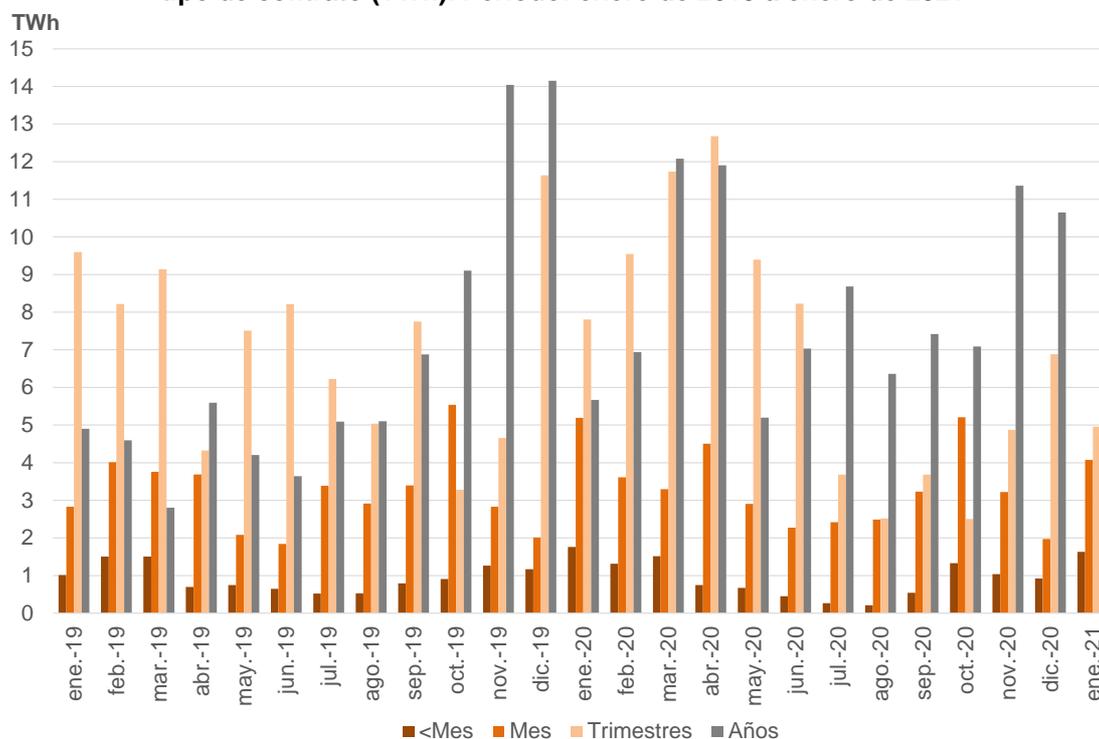
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 enero-21	Mes anterior diciembre-20	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	151	327	-53,9%	151	9,2%	3.464	32,2%
Fin de semana	129	56	130,0%	129	7,9%	768	7,1%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	1.351	539	150,4%	1.351	82,8%	6.541	60,7%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.630	922	76,8%	1.630	10,7%	10.773	4,6%
Mensual	4.071	1.970	106,6%	4.071	29,8%	40.310	18,0%
Trimestral	4.957	6.884	-28,0%	4.957	36,3%	83.520	37,3%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	4.643	10.648	-56,4%	4.643	34,0%	100.339	44,8%
Total Largo Plazo	13.670	19.502	-29,9%	13.670	89,3%	224.169	95,4%
Total	15.300	20.424	-25,1%	15.300	100,0%	234.942	100%

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

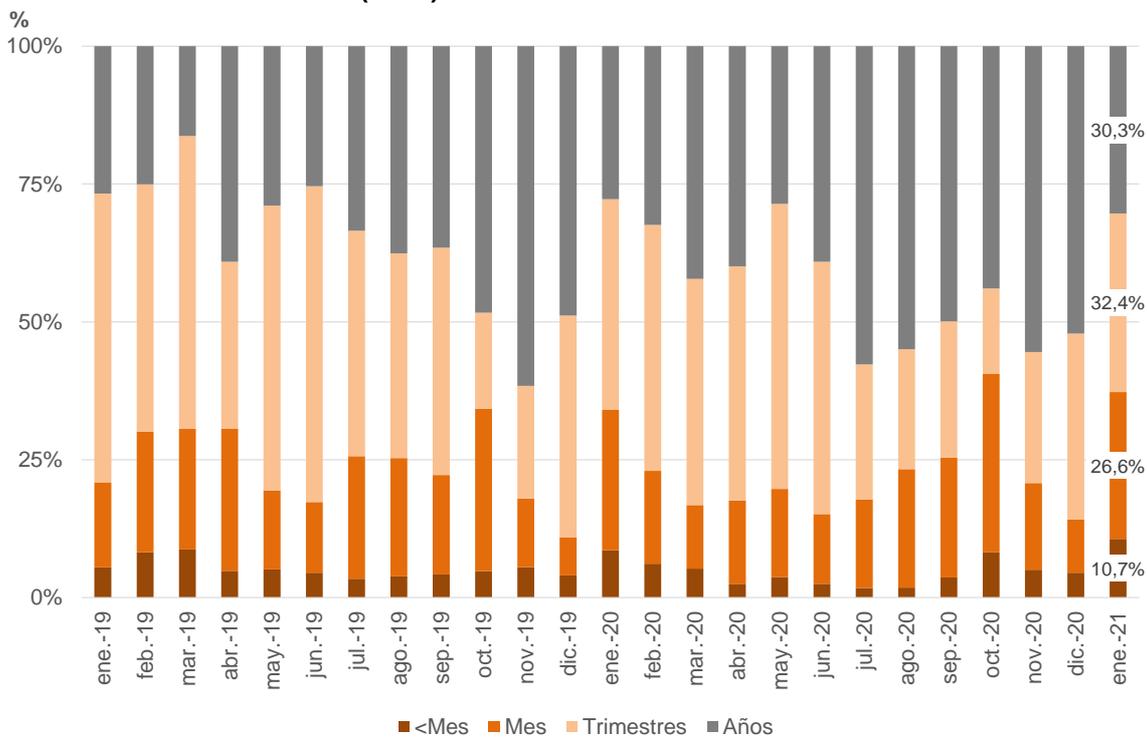
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh). Periodo: enero de 2019 a enero de 2021



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

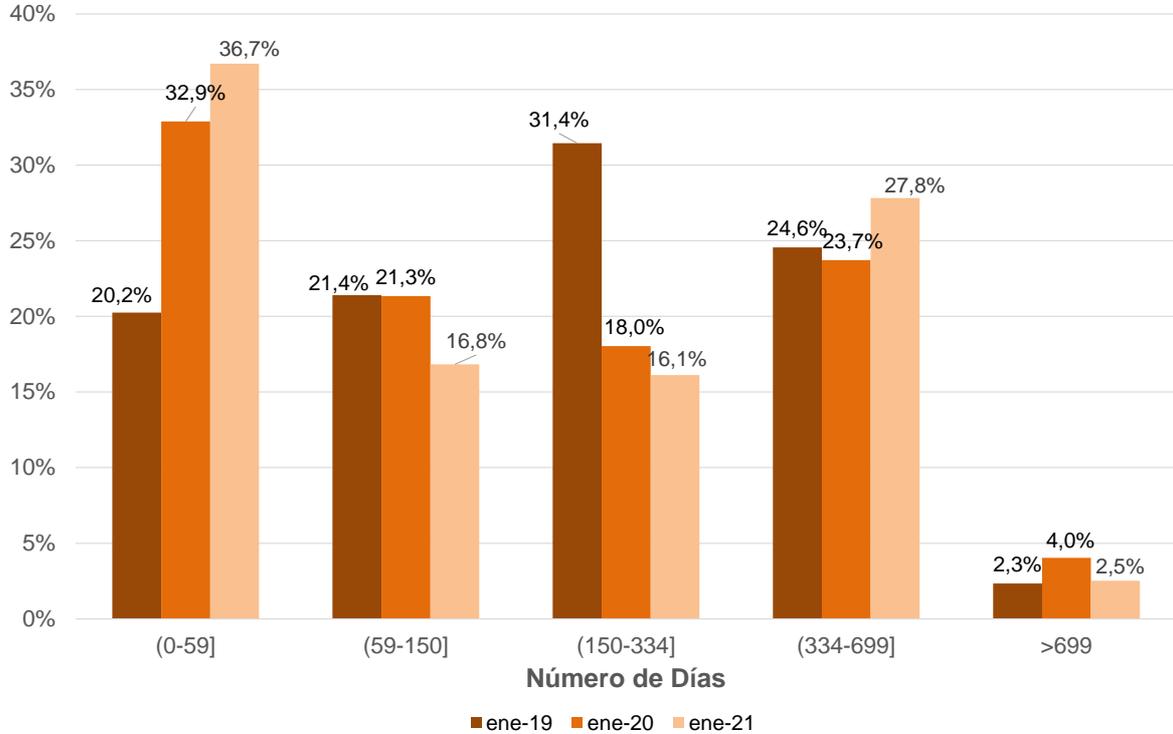
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %). Periodo: enero 2019 a enero de 2021



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

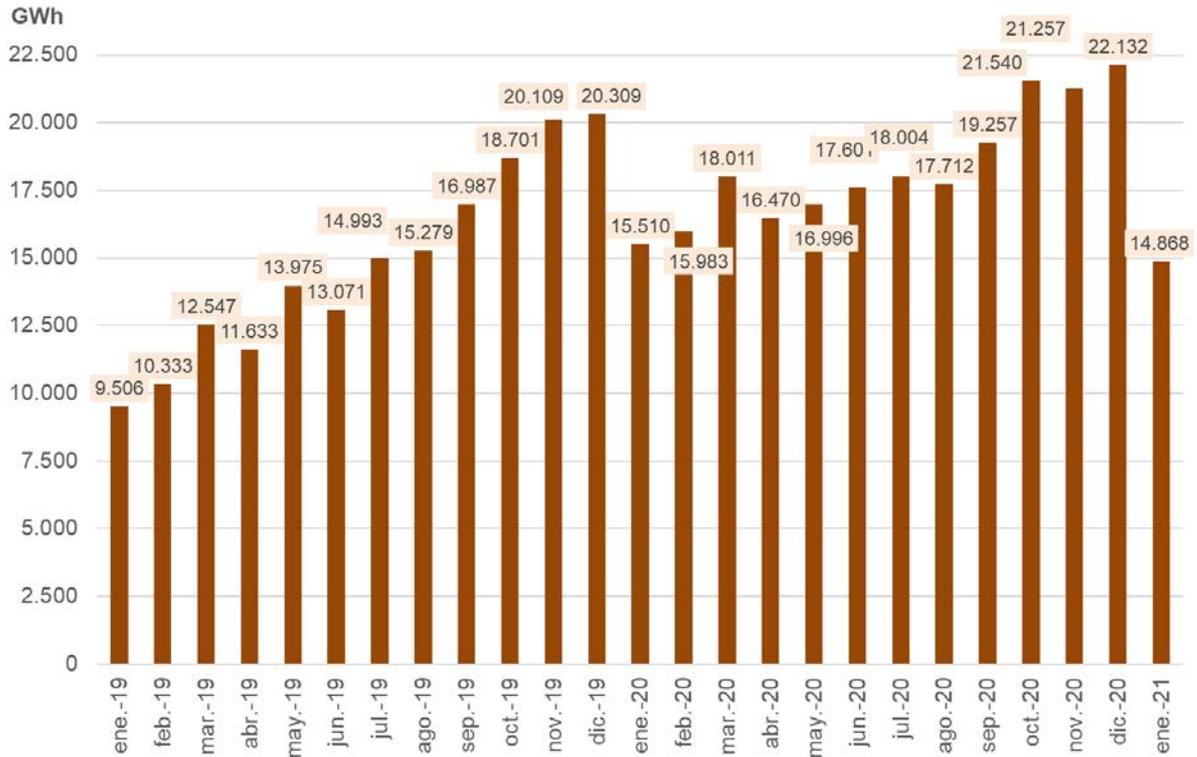
Gráfico 11. Energía negociada en enero (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

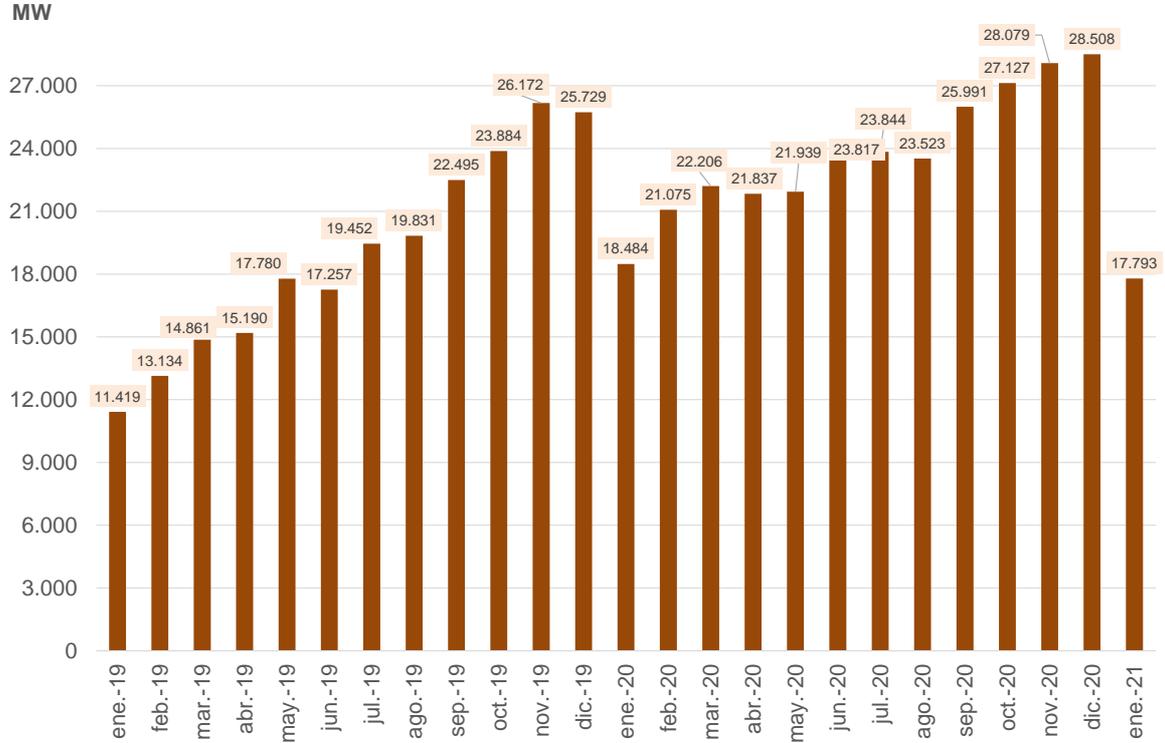
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: enero de 2019 a enero de 2021 ⁹



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

⁹ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de enero se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2021: mensual enero-21, trimestral Q1-21, 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 enero 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: enero de 2019 a enero de 2021



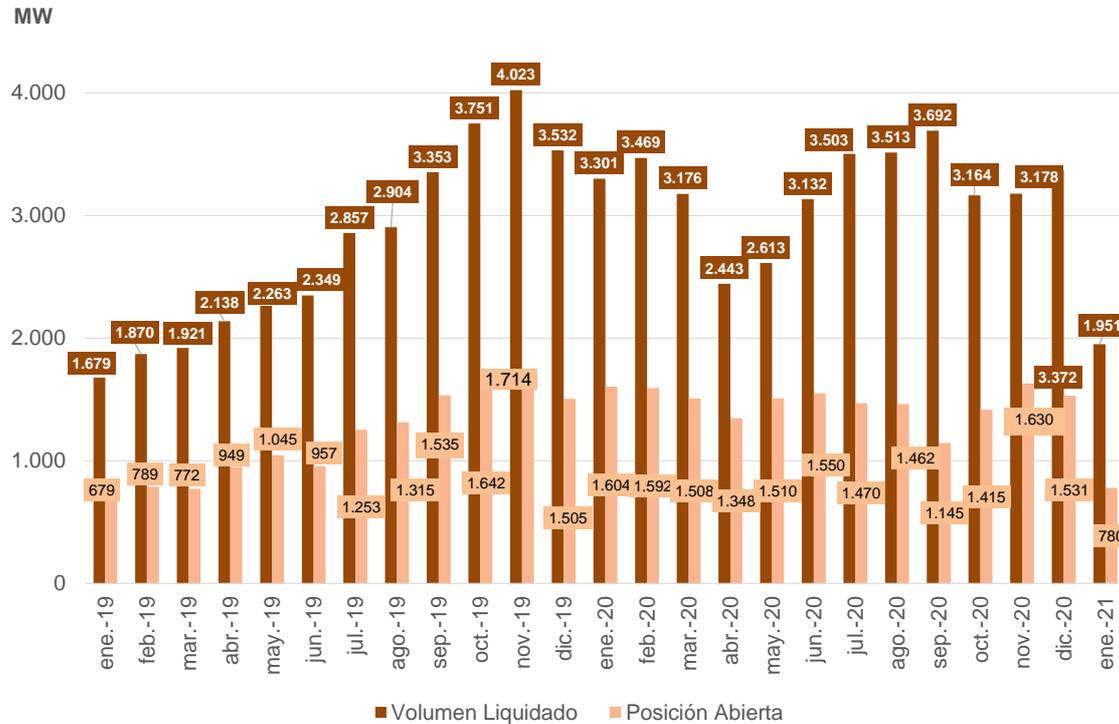
* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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 enero de 2021 (17.793 MW) representó el 57,8% de la demanda horaria media de dicho mes (30.788 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^{10*}.
Periodo: enero de 2019 a enero de 2021**



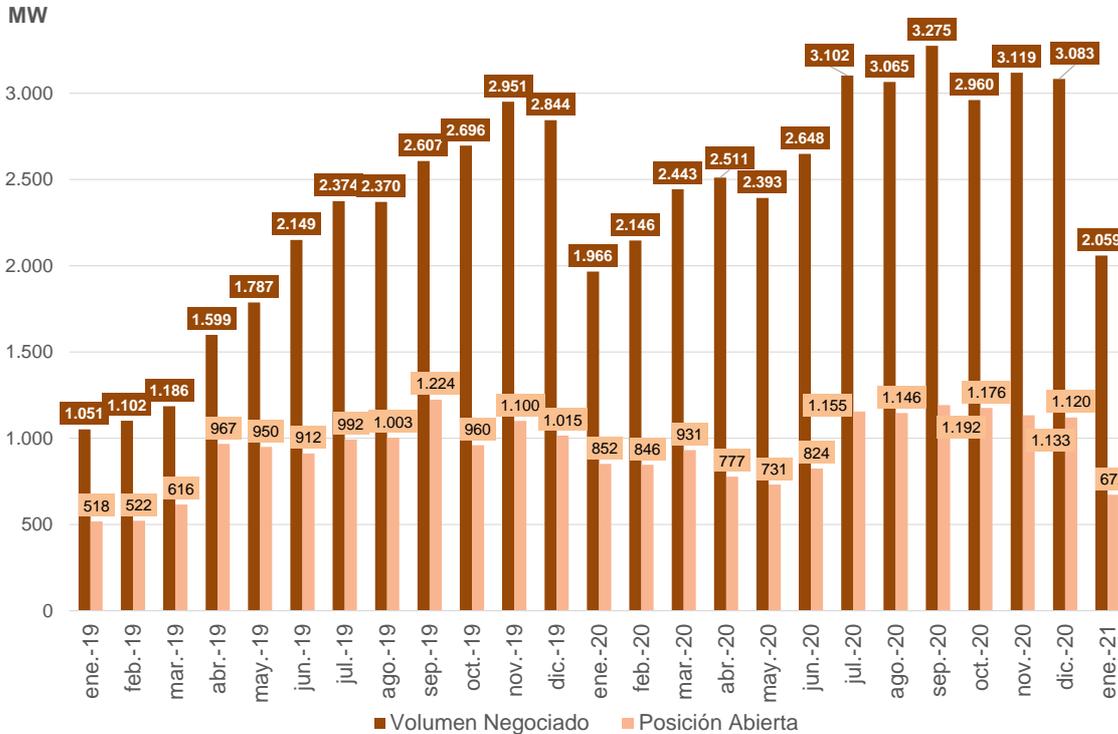
* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

¹⁰ 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^{11*}. Periodo: enero de 2019 a enero de 2021



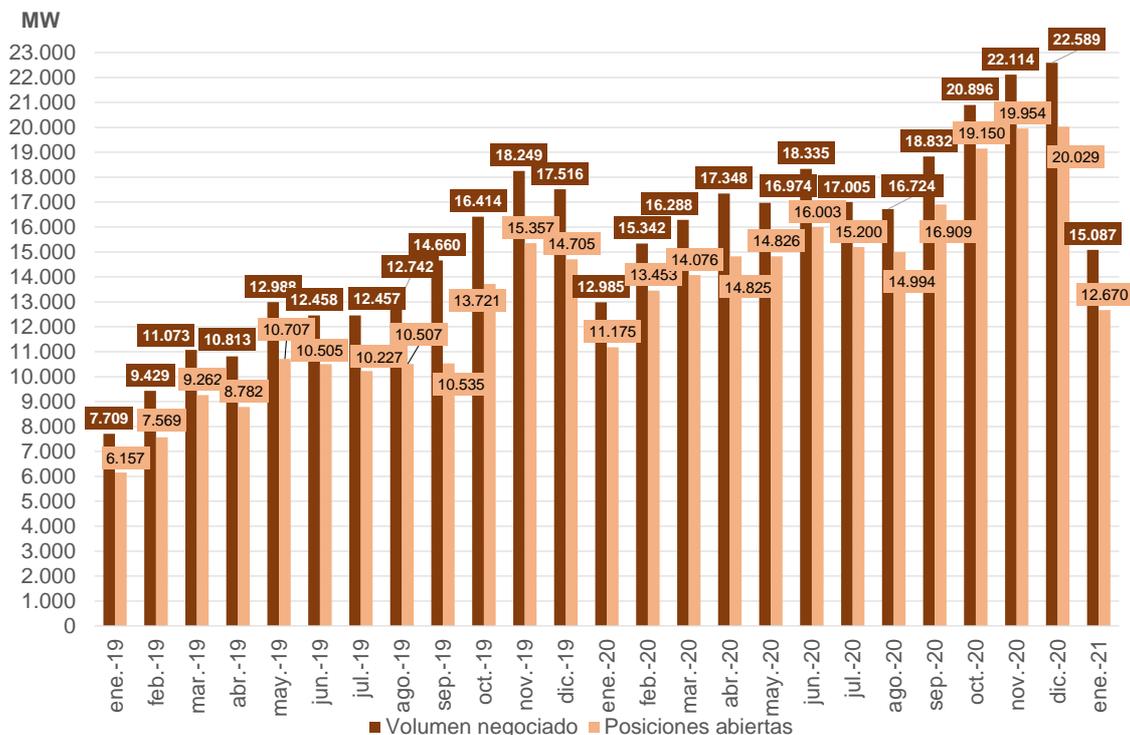
* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

¹¹ 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 abierta¹² en European Commodity Clearing¹³

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{14*}. Periodo: enero de 2019 a enero 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

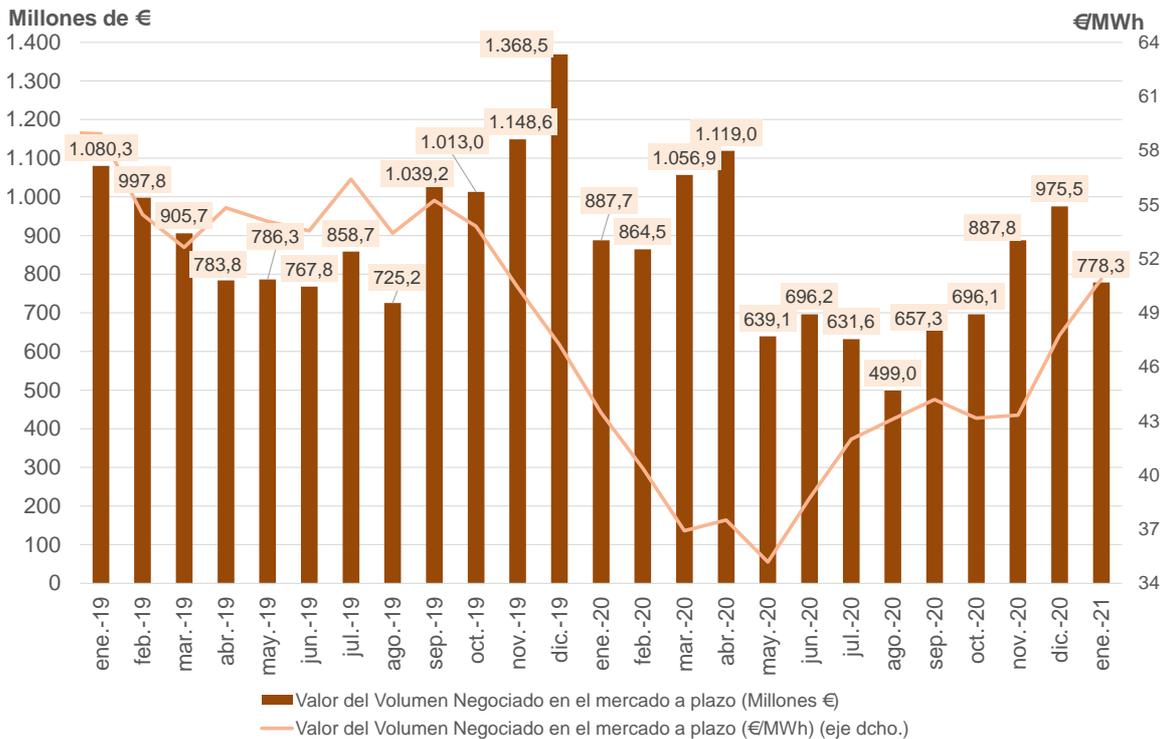
¹² En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma de la posición abierta (número de 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.

¹³ 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.

¹⁴ 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). Período: enero de 2019 a enero de 2021

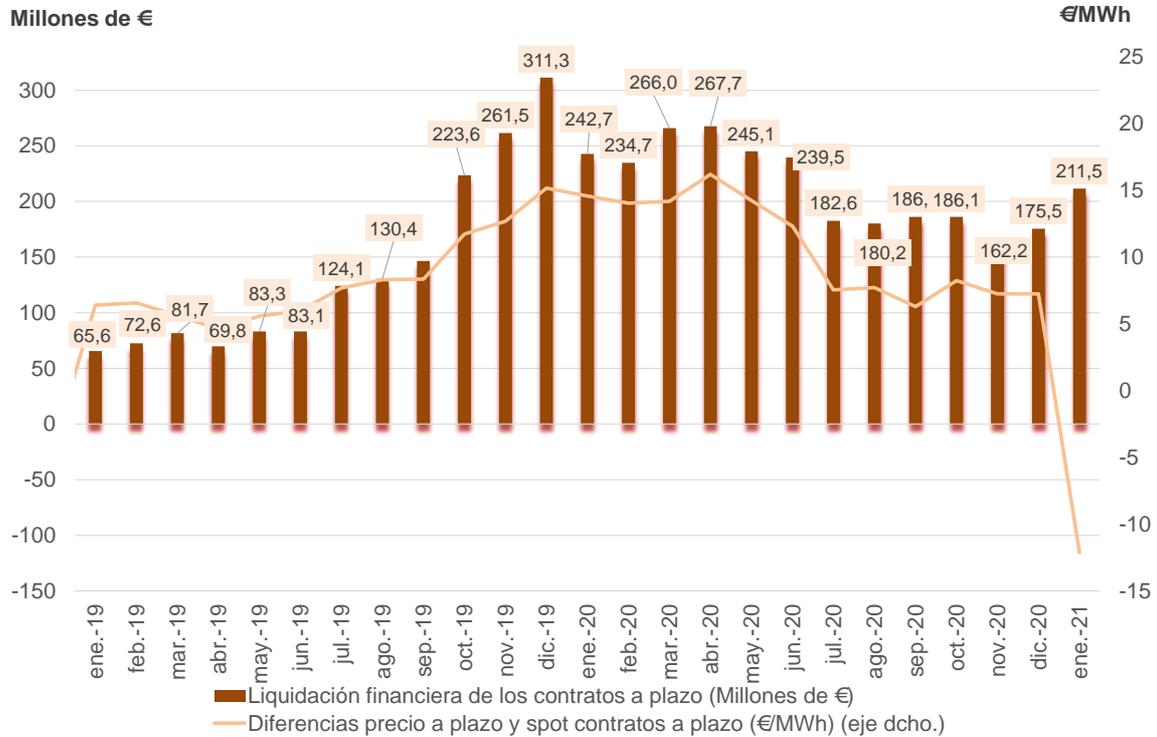


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en enero de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 15,3 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en enero de 2021: 50,87 €/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 enero de 2021. Periodo: de enero de 2019 a enero de 2021

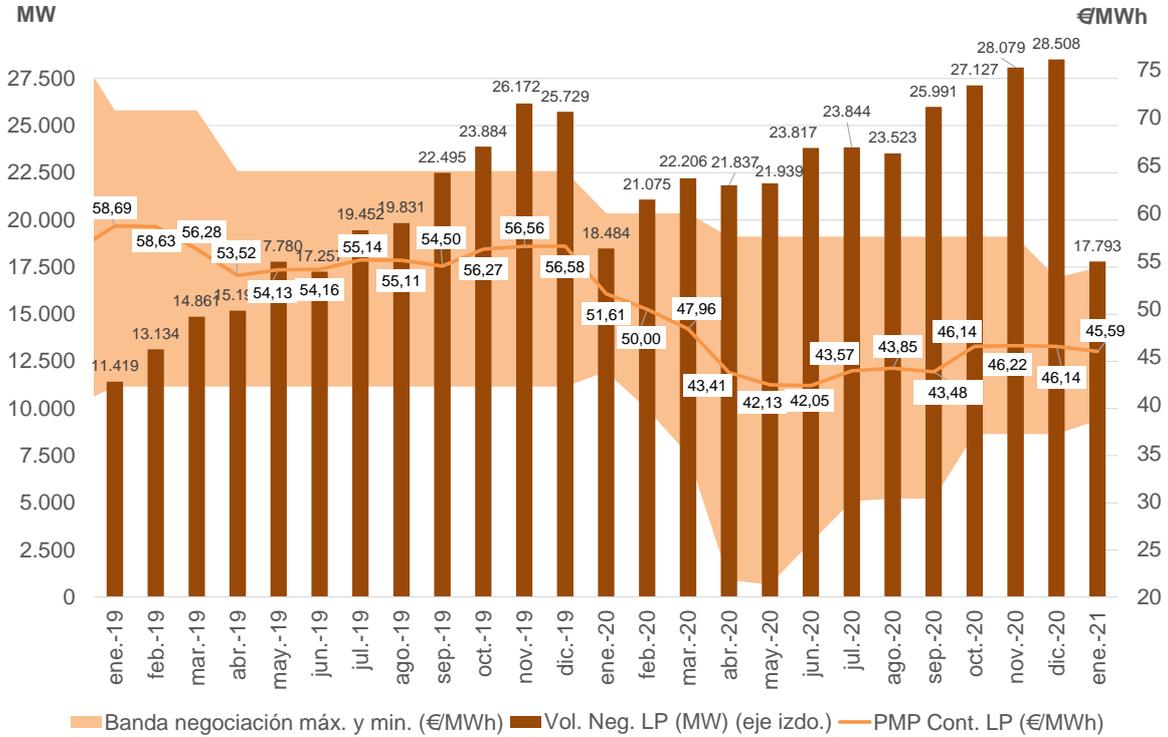


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de enero de 2021 (mensual ene-21, trimestral Q1-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 45,59 €/MWh, fue inferior en 14,57 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de enero de 2021 (60,17 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en enero de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 58,63 €/MWh, superior en 7,70 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de enero de 2021 (50,93 €/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: enero de 2019 a enero 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

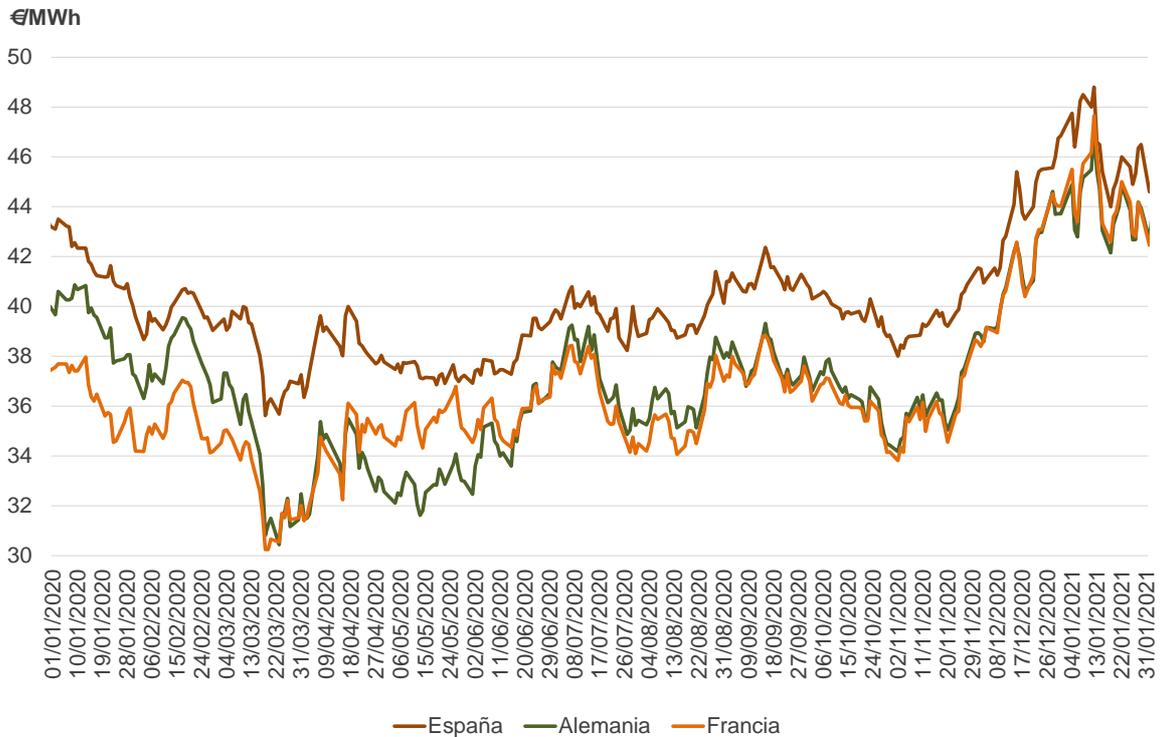
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	enero-21	diciembre-20	% Variación ene. vs. dic.	enero-21	diciembre-20	% Variación ene. vs. dic.	enero-21	diciembre-20	% Variación ene. vs. dic.
feb.-21	52,50	54,68	-4,0%	54,41	53,47	1,8%	59,48	65,38	-9,0%
mar.-21	46,50	46,33	0,4%	48,85	46,59	4,9%	53,39	51,54	3,6%
Q2-21	46,50	46,85	-0,7%	43,95	43,72	0,5%	43,81	44,02	-0,5%
Q3-21	52,70	50,30	4,8%	46,65	46,33	0,7%	45,58	45,35	0,5%
Q4-21	55,15	55,15	0,0%	51,06	50,74	0,6%	58,91	58,25	1,1%
YR-22	47,25	47,47	-0,5%	49,69	49,80	-0,2%	51,08	51,44	-0,7%

Nota: últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2020 y últimas cotizaciones de enero a 29/01/2021.

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.

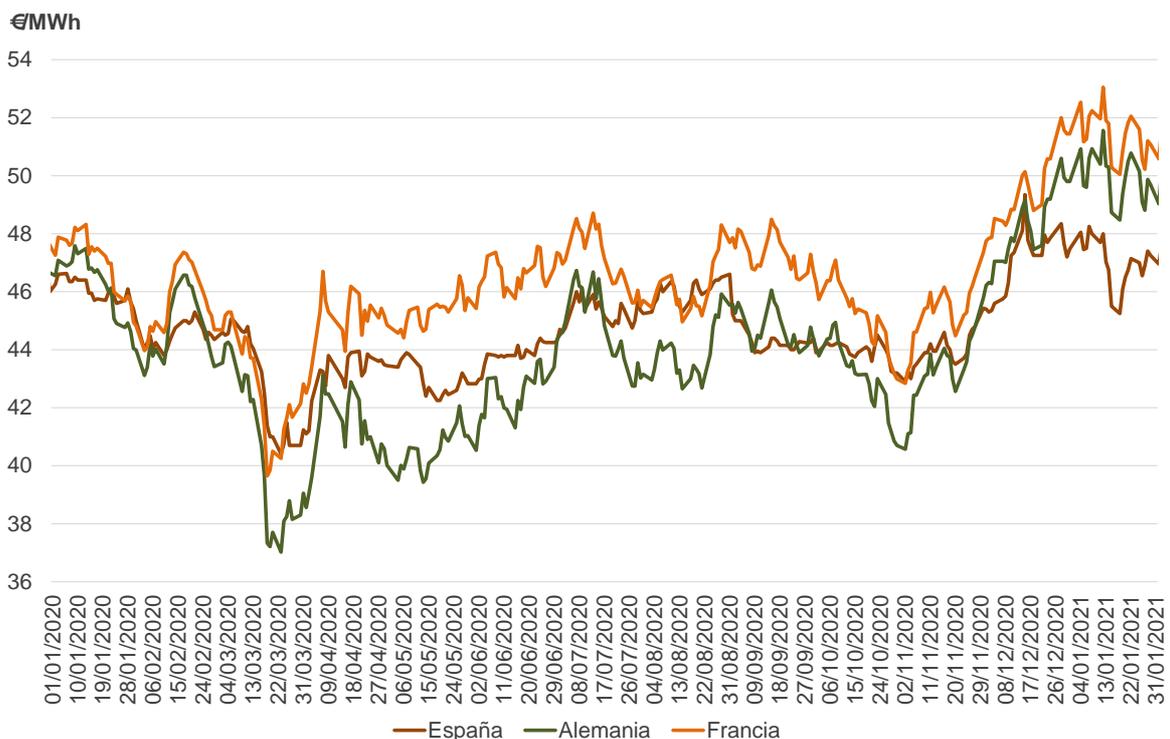
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 enero de 2020 a 29 de enero de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 enero de 2020 a 29 de enero de 2021



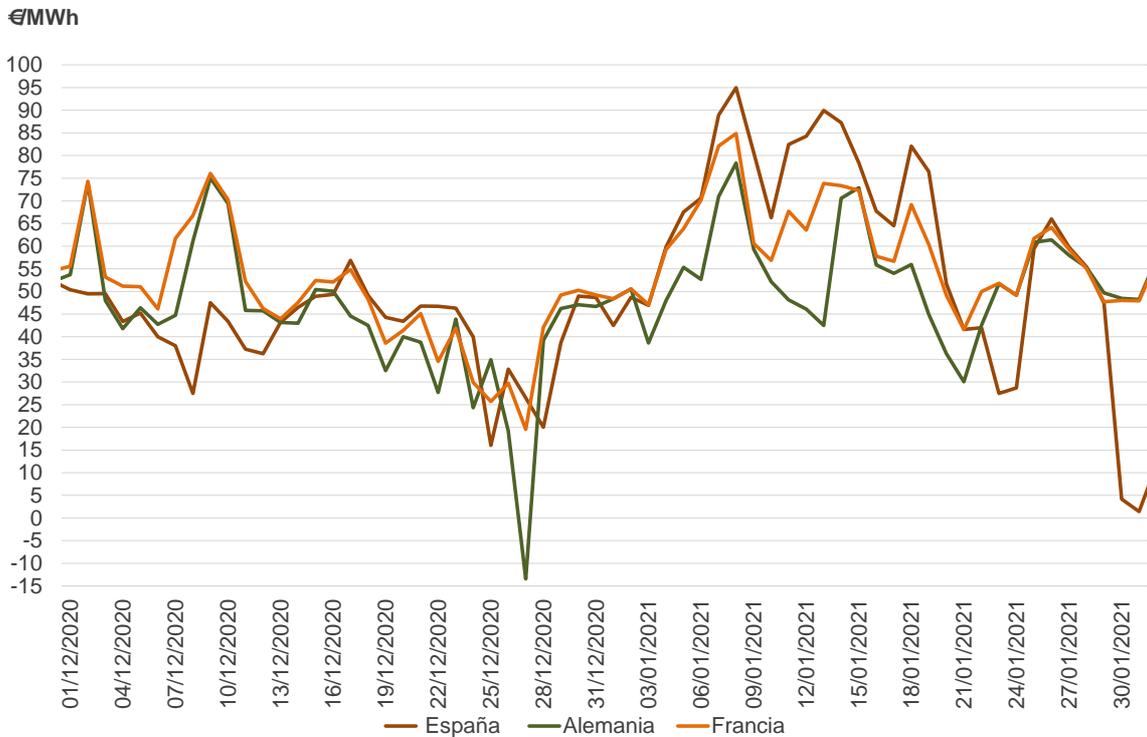
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	enero-21	diciembre-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	60,17	41,97	43,4%
Alemania	52,81	43,52	21,3%
Francia	59,48	48,42	22,9%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de diciembre de 2020 a 31 de enero 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: enero de 2019 a enero de 2021

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ene-19	216.228	16.452
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
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

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 post¹⁵ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de enero de 2019 a enero 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
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
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

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

¹⁵ 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 Ene.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Dic.-2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-ene-21	Mín.	Máx.	31-dic-20	Mín.	Máx.	Ene. vs Dic.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	55,13	50,34	56,13	50,49	47,02	51,97	9,2%
Brent entrega a un mes	55,88	51,09	56,58	51,80	47,42	52,26	7,9%
Brent entrega a doce meses	52,35	49,99	53,98	50,49	47,25	51,18	3,7%
Gas natural Europa							
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	18,94	18,17	26,93	19,71	13,69	19,71	-3,9%
Gas NBP entrega Q2-21	14,90	14,22	16,36	14,78 (*)	11,51	14,78	0,8%
Gas NBP entrega Q3-21	14,32	13,58	15,01	14,02	10,82	14,02	2,1%
Gas NBP entrega Q4-21	16,78	16,12	17,76	16,48	13,54	16,51	1,8%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	20,79	19,66	58,66	21,32	15,95	22,41	-2,5%
PVB-ES a un mes	19,75	19,75	32,90	21,15	15,75	21,15	-6,6%
PEG Spot	19,98	18,18	27,13	19,00	14,05	19,08	5,1%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Feb-21	69,40	64,27	73,75	68,95	60,40	71,45	0,7%
Carbón ICE ARA Q2-21	68,27	63,80	73,05	68,88	61,05	71,00	-0,9%
Carbón ICE ARA CAL-22	69,59	65,04	73,20	70,55	60,79	71,06	-1,4%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	32,95	31,62	34,92	32,72	29,07	33,44	0,7%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	33,18	31,84	35,14	32,94	29,33	33,66	0,7%

(*) Cotización a 30/12/2020

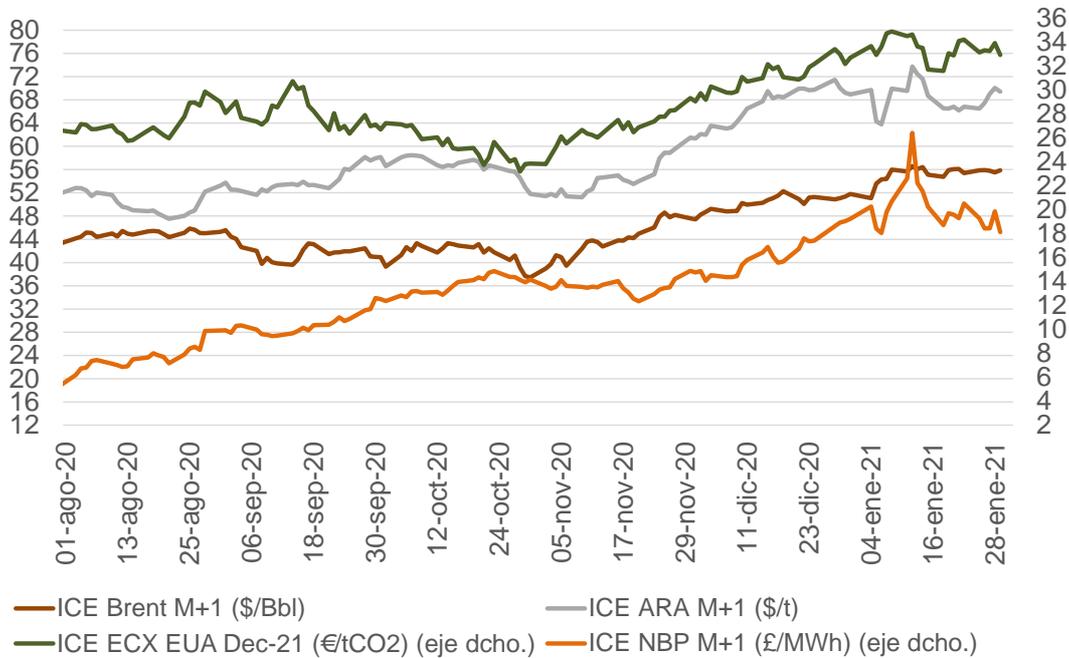
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 diciembre a 31/12/2020 y cotizaciones de enero a 29/01/2021.

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

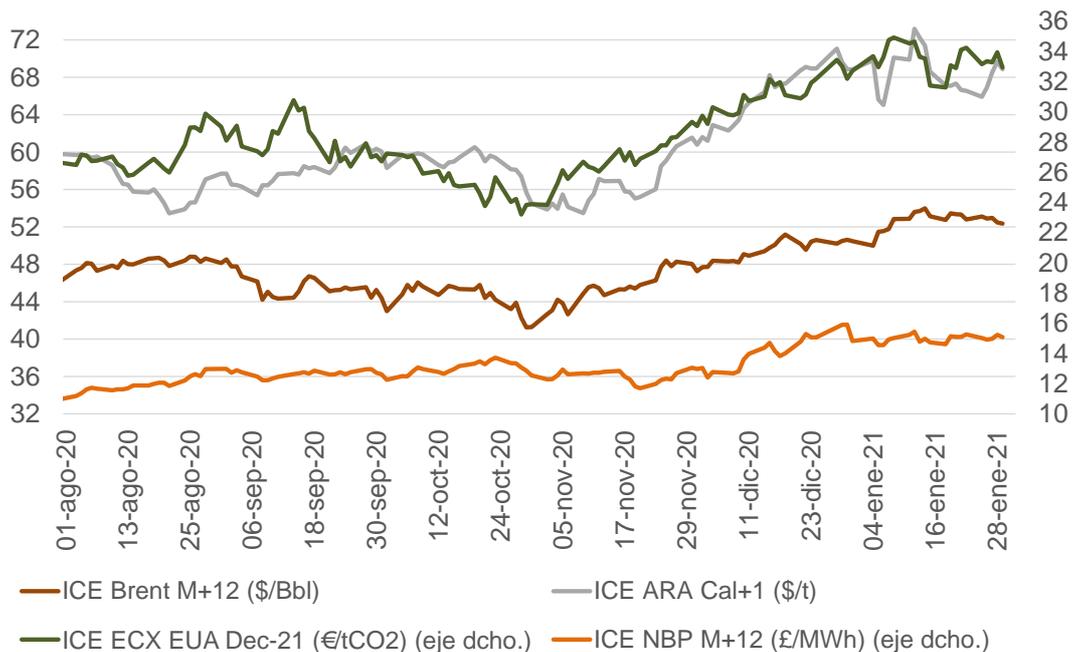
A cierre del mes de enero de 2021 (29 de enero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en 1,21 \$/€ frente a 1,23 \$/€ a cierre del mes de diciembre. Asimismo, se depreció ligeramente el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, situándose a 29 de enero en 0,88 £/€ frente a 0,90 £/€ a cierre del mes de diciembre.

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 agosto de 2020 a 29 de enero de 2021



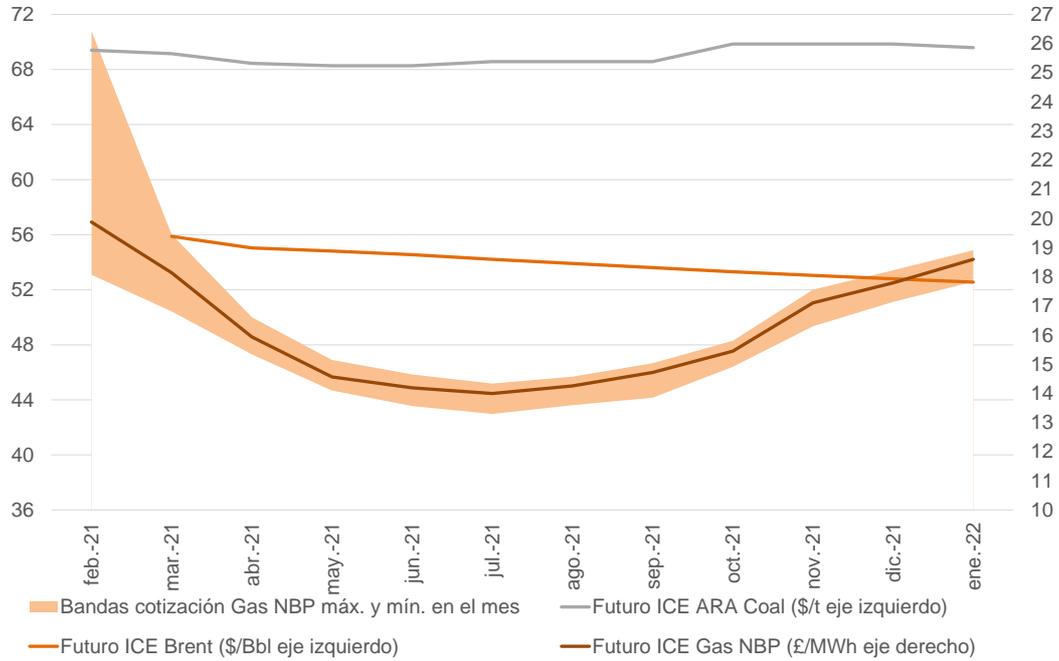
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 agosto de 2020 a 29 de enero de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 29 de enero de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

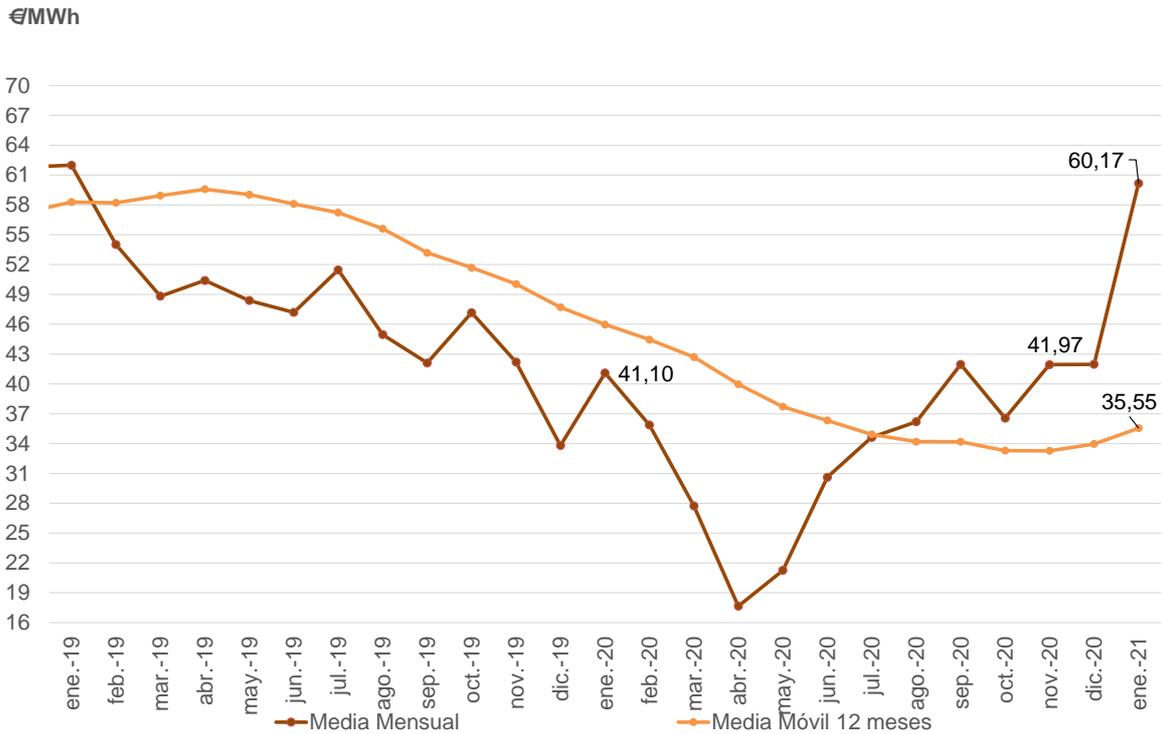
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-21 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]

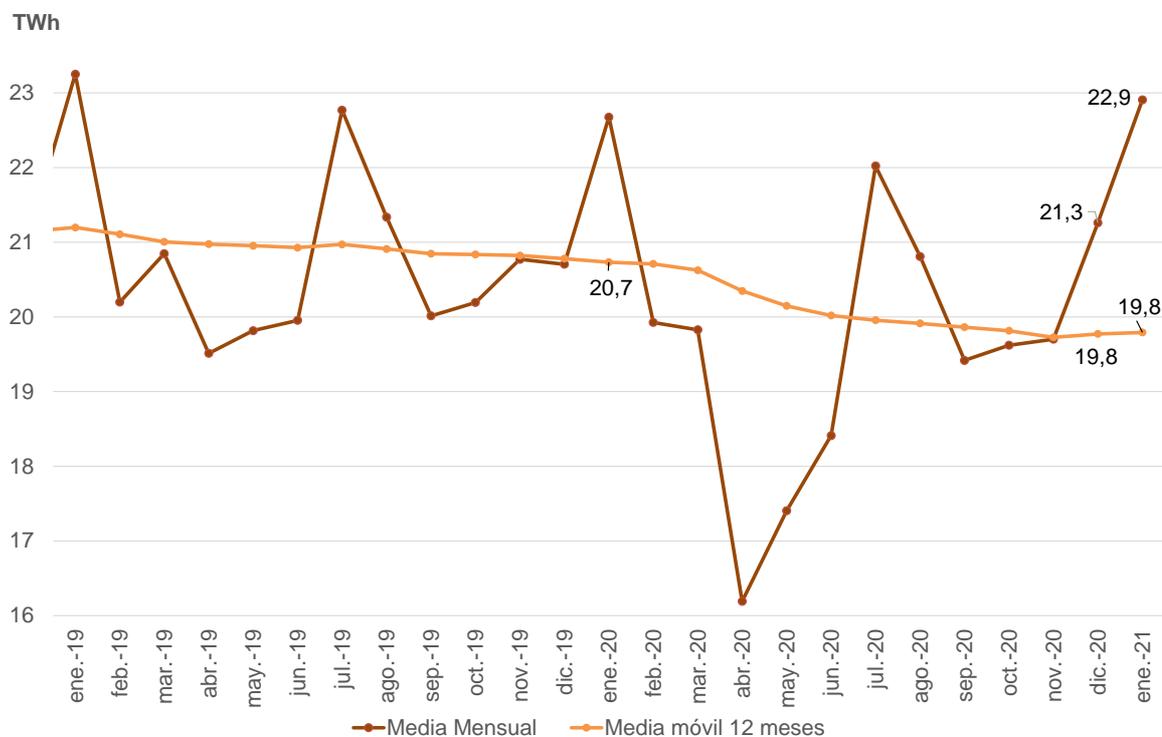
5.5. Análisis de los precios spot en España

Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
 Periodo: enero de 2019 a enero de 2021



Fuente: OMIE

**Gráfico 29. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh).
Periodo: enero de 2019 a enero de 2021**



Fuente: REE

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

	ene-21	dic-20	ene-20	% Var. ene-21 vs. dic-20	% Var. ene-21 vs. ene-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,43	3,48	3,96	27,4%	11,8%	33,01	13,9%	4,43	19,3%
Nuclear	5,20	5,26	5,28	-1,3%	-1,6%	55,83	23,5%	5,20	22,7%
Carbón	0,57	0,23	0,89	152,4%	-36,4%	4,97	2,1%	0,57	2,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,12	2,53	3,29	-16,4%	-35,5%	38,39	16,2%	2,12	9,2%
Eólica	7,13	7,40	4,62	-3,6%	54,4%	53,57	22,6%	7,13	31,1%
Solar fotovoltaica	0,82	0,71	0,59	15,6%	38,6%	15,00	6,3%	0,82	3,6%
Solar térmica	0,11	0,09	0,11	21,6%	0,0%	4,86	2,0%	0,11	0,5%
Otras renovables ⁽²⁾	0,40	0,44	0,35	-7,8%	16,8%	4,63	2,0%	0,40	1,8%
Cogeneración	2,40	2,36	2,45	1,8%	-1,8%	27,38	11,5%	2,40	10,5%
Residuos	0,22	0,24	0,22	-5,9%	3,7%	2,53	1,1%	0,22	1,0%
Total Generación	23,41	22,75	21,74	2,9%	7,6%	240,21	101,2%	23,41	102,2%
Consumo en bombeo	-0,62	-0,54	-0,40	15,6%	54,6%	-4,83	-2,0%	-0,62	-2,7%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,14	-0,14	-0,14	-2,1%	0,0%	-1,44	-0,6%	-0,14	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,26	-0,81	1,47	-132,3%	-82,2%	3,31	1,4%	0,26	1,1%
Total Demanda transporte	22,91	21,26	22,68	7,7%	1,0%	237,27	100,0%	22,91	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

