

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

IS/DE/003/21

22 de diciembre de 2021

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	8
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	8
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	12
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	12
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	15
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	18
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	23
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	26
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	26
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	30
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	31
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-22 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	34
5.5. Análisis de los precios spot en España	34

1. Hechos relevantes

Mantenimiento de la tendencia alcista del precio de contado

En octubre de 2021, respecto al mes de septiembre, el precio del mercado spot volvió a registrar un aumento significativo respecto al mes anterior (+28%). En media, el incremento fue de 43,75 €/MWh (+50,20 €/MWh en septiembre con respecto a agosto), situándose en 199,90 €/MWh frente a 156,14 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular disminuyó un 3,3% en octubre respecto al mes de septiembre de 2021, y un 2,8% respecto al mismo mes del año anterior. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda, a pesar del incremento del precio spot, cabe destacar, respecto al mes anterior, el descenso de la producción térmica convencional -6,3% (-10,4% los CCGTs y -2,9% la generación con carbón) y el aumento de la producción renovable (+4,7%).

El precio spot en Alemania aumentó de manera menos acusada que en España, un 8,7% (+11,12 €/MWh, situándose en 139,49 €/MWh), mientras que el precio spot en Francia registró un aumento del mismo orden de magnitud que el de España, un 27,4% (+37,14 €/MWh, situándose en 172,45 €/MWh).

Significativo descenso de las cotizaciones a plazo de electricidad en los mercados español, alemán y francés.

Durante el mes de octubre se invirtió la tendencia de los meses anteriores y disminuyeron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Cabe mencionar que a cierre de mes de octubre las cotizaciones de los contratos analizados con subyacente español se mantuvieron por debajo de las de sus equivalentes con subyacente francés, con excepción de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y tercer trimestre de 2022.

Para el subyacente español la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un descenso de 60 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (155 €/MWh a cierre de octubre) y de 9,90 €/MWh para el contrato trimestral Q2-22 (98,10 €/MWh a cierre de octubre). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un descenso de 52,32 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (142,25 €/MWh a cierre de octubre) y de 12,17 €/MWh para el contrato trimestral Q2-22 (92,99 €/MWh a cierre de octubre). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, al igual que para el resto de mercados, el mayor descenso fue el registrado para el

contrato trimestral Q1-22 (-43,41 €/MWh; 177,09 €/MWh a cierre de octubre) y el menor descenso de cotización fue registrado para el contrato mensual dic-21 (-13 €/MWh; 208 €/MWh a cierre de octubre).

A 29 de octubre de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español (112 €/MWh) se mantuvo por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-4,25 €/MWh) y 2,97 €/MWh por encima de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán.

Descenso de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de octubre de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,9 TWh, un 29,7% inferior al volumen negociado en el mes anterior (21,2 TWh), y un 7,7% inferior al volumen negociado en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (16,1 TWh). Descendió la negociación en EEX (-11,8%, pasando de 0,7 TWh en el mes anterior a 0,6 GWh en octubre) así como el volumen OTC (-31,7%, pasando de 19,7 TWh a 13,4 TWh en el mes de octubre), mientras que ascendió el volumen negociado en OMIP (+3,5% pasando de 0,78 TWh a 0,81 TWh en octubre). El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 9,8%; 1,5 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue superior en octubre de 2021 que en el mes anterior (7,1%; 1,5 TWh).

Cabe destacar que el descenso de la liquidez en octubre en el mercado a plazo de electricidad con subyacente español se produce en un contexto de alta volatilidad en los mercados spot de *commodities* y de mayor liquidez en los mercados a plazo de electricidad con subyacente francés y alemán respecto a la época estival (véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en octubre de 2021 (14,9 TWh) representó el 78% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,1 TWh); inferior al porcentaje (82,2%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (16,1 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,6 TWh)¹.

En octubre de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el año 2022, con un volumen de 9,2 TWh (el 61,7% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 2,4 TWh negociados (el 15,8% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en los dos

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).

últimos meses de 2021, cuyo volumen se situó en 1,9 TWh (el 12,8% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 1,4 TWh (el 9,7% del volumen total negociado en octubre) (ver Gráfico 11). Cabe señalar que se mantiene el descenso de la liquidez en los contratos con liquidación inferior al mes (ver Cuadro 3 y Gráfico 10).

Cabe señalar que no se observa un incremento de la liquidez de los contratos anuales con liquidación en 2022 (ver Cuadro 3)², a pesar de que en la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, que modifica el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, excluye de la minoración³ aquella energía producida por las instalaciones de generación de energía eléctrica que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo que, habiéndose celebrado con posterioridad a la entrada en vigor del real decreto-ley, incluya un periodo de cobertura igual o superior a un año y su precio de cobertura sea fijo.

Incremento intermensual del volumen de contratos con liquidación en el mes de octubre

Hasta el 31 de octubre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en octubre de 2021 se situó en torno a 19.728 GWh, un 18% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2021 (16.714 GWh), y un 8,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2020 (21.540 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en octubre de 2021, el 99% (19.534 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual oct-21, trimestral Q4-21 y anual 2021), mientras que el 1% restante (195 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 31 de octubre de 2021, la liquidación financiera⁴ de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en octubre de 2021 (19.728 GWh)

² Nótese que se considera la negociación en los mercados organizados y la intermediada a través de agencias.

³ El artículo 4 del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, establece la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero, en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por estas instalaciones como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales.

⁴ 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

ascendería a 1.530,5 millones de €⁵, un 84,3% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en septiembre de 2021 (830,5 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en octubre de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 79,38 €/MWh, inferior en 77,35 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de octubre de 2021 (156,73 €/MWh)⁶.

Volatilidad de los precios de gas en los mercados internacionales

En el mes de octubre, las cotizaciones de gas natural en los mercados europeos disminuyeron de forma considerable tras los máximos históricos alcanzados en el mes de septiembre y los precios en los mercados europeos de gas registraron una alta volatilidad, cerrando el mes con caídas. Entre los factores que habrían influido en esta evolución cabe señalar la estabilidad del suministro desde Rusia y Noruega, el anuncio de Gazprom de que comenzará a inyectar gas en almacenamientos de Alemania y Austria a partir del 8 de noviembre, así como la menor presión de precios del GNL en la zona asiática, ante la caída de la demanda. En el mercado español, el porcentaje medio de llenado de los tanques de GNL se situó en un 84% (a 26 de octubre) y se esperan descargas de buques a lo largo del mes. No obstante, el 31 de octubre se produjo el cierre definitivo del suministro de gas de Argelia a través del gasoducto Magreb-Europa (GME) que llegaba a España atravesando Marruecos.

También fue descendente la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA). Así, el precio del contrato para Nov-21 disminuyó un 32,5% (143 \$/t a 29 de octubre), y los de los contratos Q1-22 y Cal-22 disminuyeron un 38% y un 35,6% respectivamente, situándose, a cierre del mes de octubre, en 118,32 \$/t y 101,50 \$/t.

Asimismo, los precios de los derechos de emisión de CO₂ evolucionaron a la baja por el incremento de las ventas de algunas empresas para realizar beneficios derivados de la tendencia alcista de precios, así como por la incertidumbre

volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio del mercado de contado.

⁵ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

⁶ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de octubre provienen del contrato trimestral Q4-21 y del contrato anual 2021, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot hasta el 31 de octubre de 2021.

respecto a una posible intervención por parte de los Gobiernos, descendiendo en torno al 5% respecto al mes anterior, cerrando el mes por debajo de los 60 €/tCO₂.

Por el contrario, el comportamiento del precio del Brent fue ascendente. Así, a cierre del mes de octubre, aumentó la cotización spot un 6,1% respecto a la del mes anterior, situándose en 83,63 \$/Bbl (cotización a 29 de octubre), mientras que las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 7,5% y un 4,7%, respectivamente, cerrando el mes de octubre (cotizaciones a 29 de octubre) en 84,38 \$/Bbl y 75,67 \$/Bbl, respectivamente.

A 25 de octubre, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 29 de octubre, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 4,1%, hasta 87,90 €/MWh, respecto a la de 30 de septiembre (91,63 €/MWh).

2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP (€/MWh)

Contratos	MES DE OCTUBRE DE 2021				MES DE SEPTIEMBRE DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. oct-21 vs. sep-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Nov-21	167,26	276,25	167,26	220,06	220,75	220,75	134,55	162,55	-24,2%
FTB M Dec-21	168,00	278,00	168,00	223,88	223,00	223,00	129,29	161,62	-24,7%
FTB M Jan-22	183,86	275,02	183,86	219,12	223,24	223,24	125,73	158,46	-17,6%
FTB Q1-22	155,00	263,00	155,00	207,79	215,00	215,00	120,25	150,69	-27,9%
FTB Q2-22	98,10	133,29	98,10	109,78	108,00	108,00	81,00	88,16	-9,2%
FTB Q3-22	96,14	129,75	96,14	109,23	109,96	109,96	83,04	91,41	-12,6%
FTB Q4-22	99,57	126,88	99,57	110,38	110,52	110,52	79,27	88,33	-9,9%
FTB YR-22	112,00	162,75	112,00	133,95	135,50	135,50	91,25	104,43	-17,3%
FTB YR-23	70,00	89,63	70,00	78,69	79,25	79,25	60,20	67,32	-11,7%

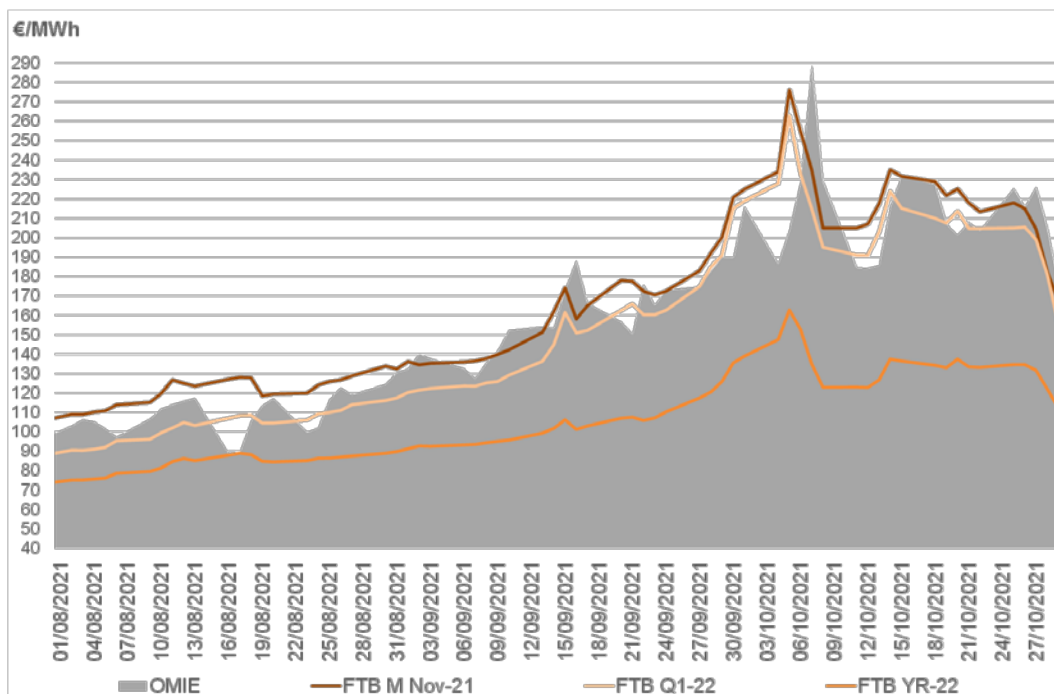
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 29/10/2021 y últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

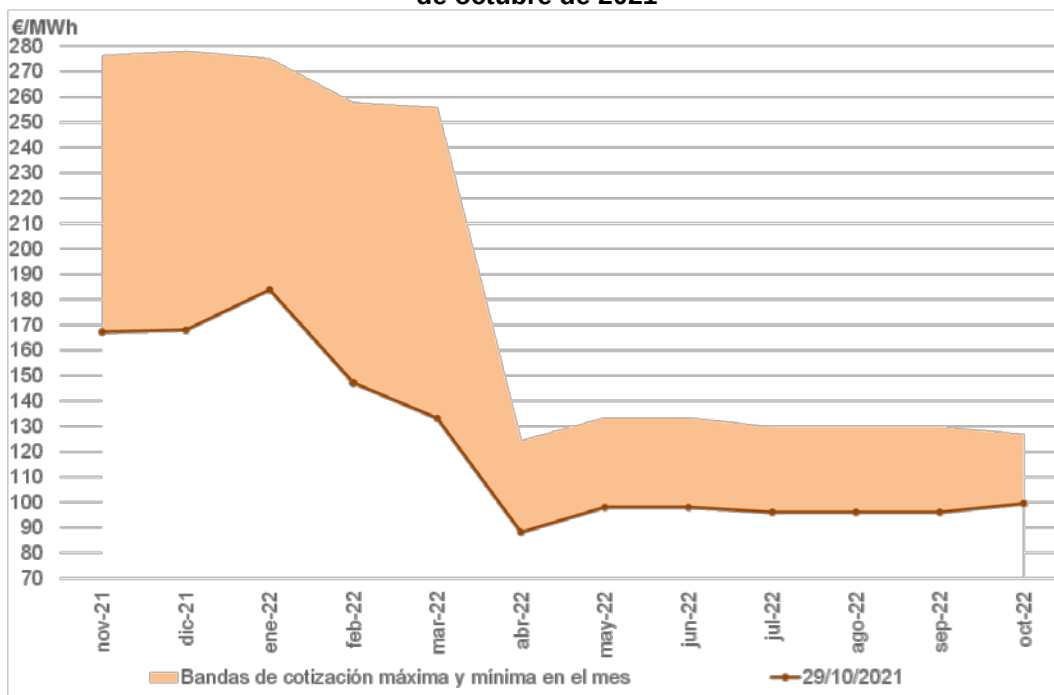
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de agosto al 29 de octubre de 2021



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

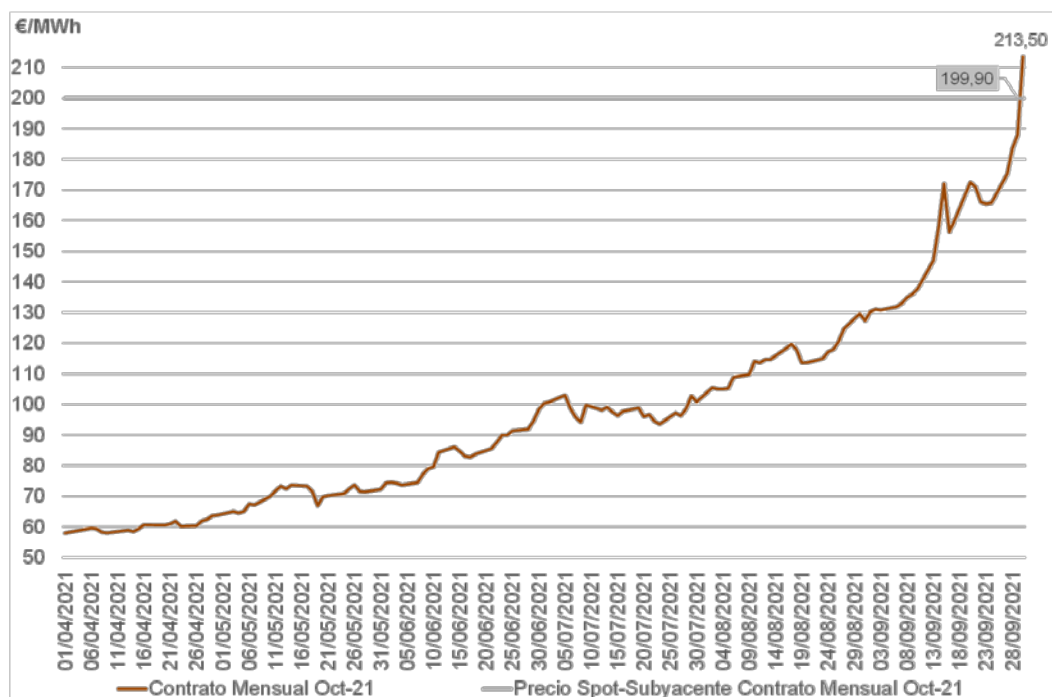
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de octubre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

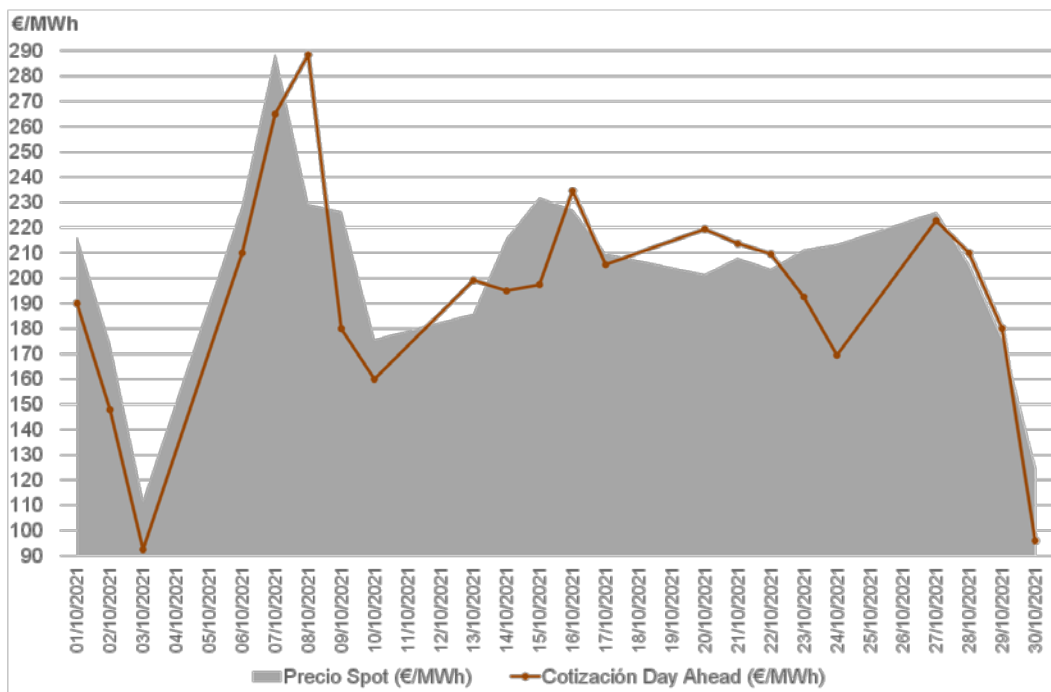
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de abril al 30 de septiembre de 2021



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: octubre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 194,50 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁷): 204,00 €/MWh.

Prima de riesgo en octubre de los contratos *day-ahead*: -9,50 €/MWh.

⁷ 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 octubre 2021	Mes anterior septiembre 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	809	781	3,5%	8.941	8.632	4,4%	3,7%
EEX	643	729	-11,8%	7.857	7.536	3,9%	3,2%
OTC	13.433	19.666	-31,7%	186.972	218.815	91,8%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	15.032	21.955	-31,5%	197.285	228.065	96,8%	97,1%
OMIClear	1.262	923	36,8%	18.758	18.447	9,2%	7,9%
BME Clearing	2.468	2.462	0,2%	21.737	27.772	10,7%	11,8%
European Commodity Clearing (ECC)	11.302	18.570	-39,1%	156.789	181.845	76,9%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	14.884	21.176	-29,7%	203.770	234.983	100,0%	100,0%

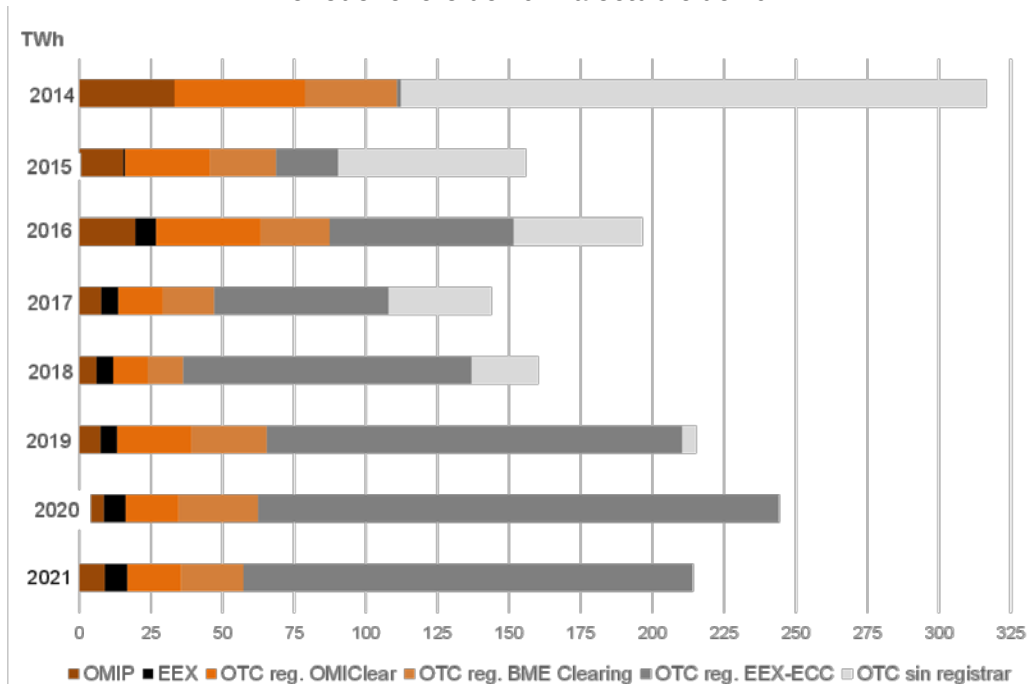
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

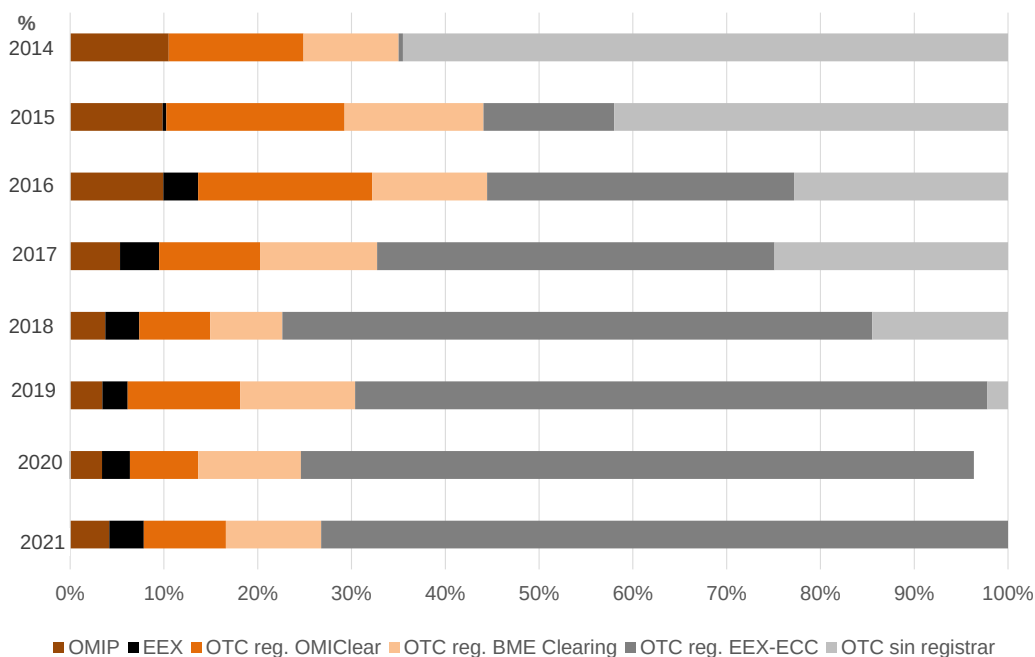
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



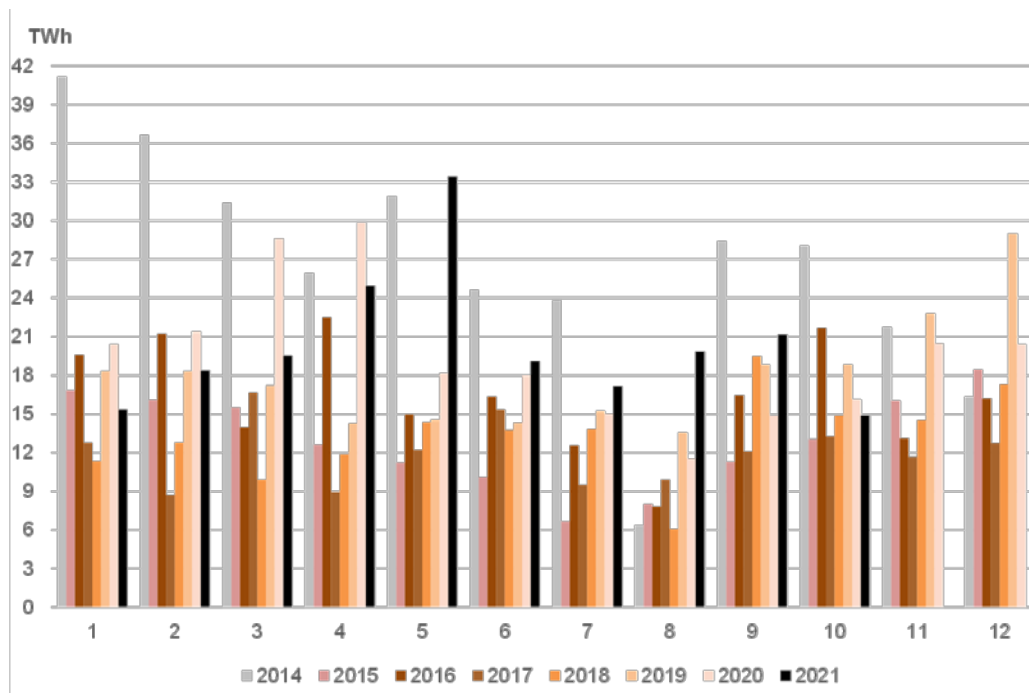
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



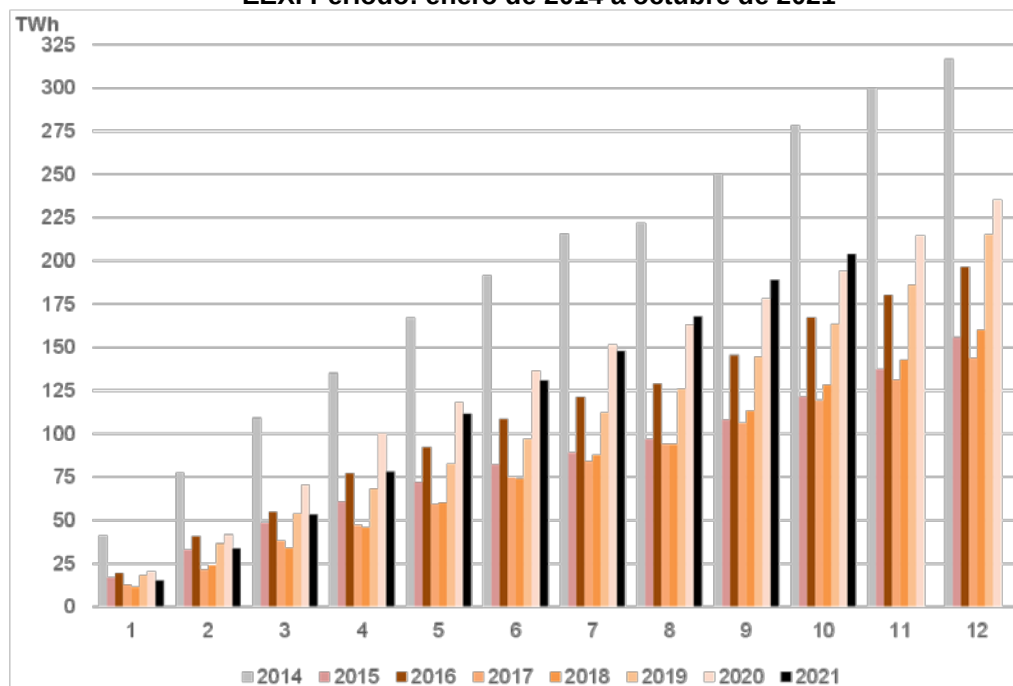
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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

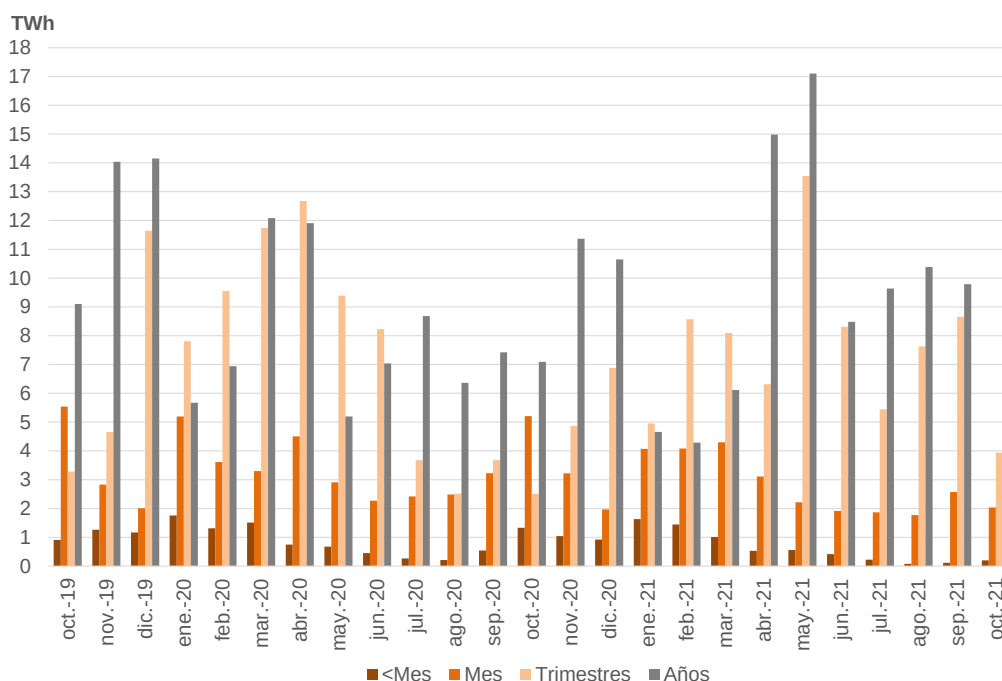
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual octubre-21	Mes anterior septiembre-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	48	40	20,8%	1.575	25,4%	3.464	32,2%
Fin de semana	40	5	663,6%	767	12,4%	768	7,1%
Semana	106	71	49,8%	3.860	62,2%	6.539	60,7%
Total Corto Plazo	195	116	67,8%	6.202	3,0%	10.770	4,6%
Mensual	2.935	2.621	12,0%	28.871	14,6%	40.310	18,0%
Trimestral	3.939	8.654	-54,5%	75.451	38,2%	83.520	37,3%
Anual	7.816	9.785	-20,1%	93.246	47,2%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	14.690	21.060	-30,2%	197.569	97,0%	224.213	95,4%
Total	14.884	21.176	-29,7%	203.770	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: octubre de 2019 a octubre de 2021

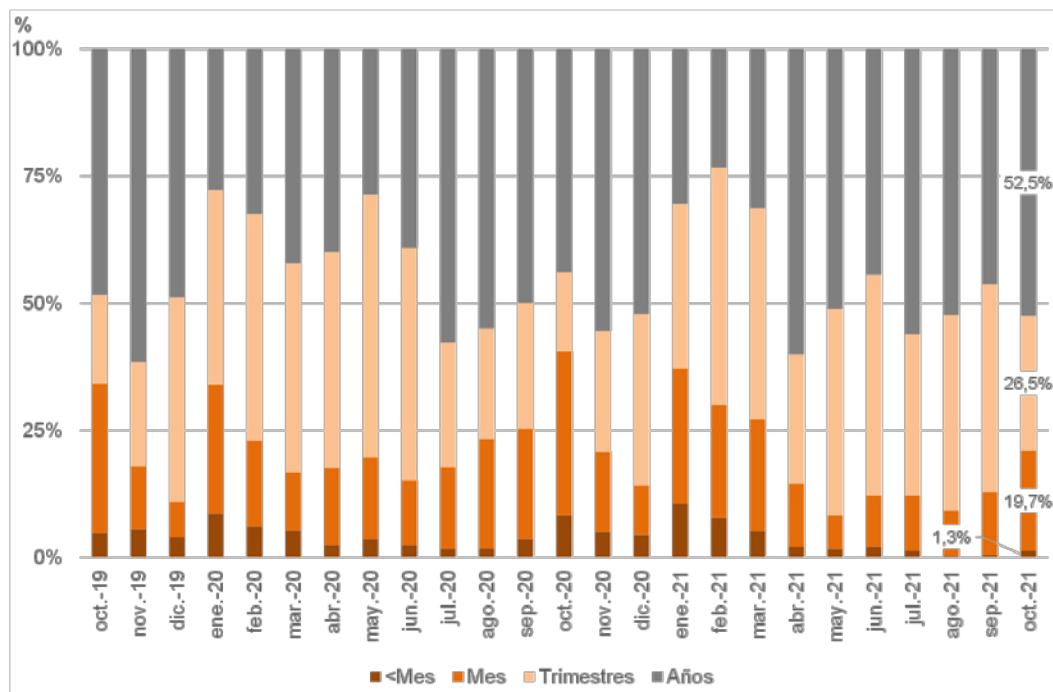


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

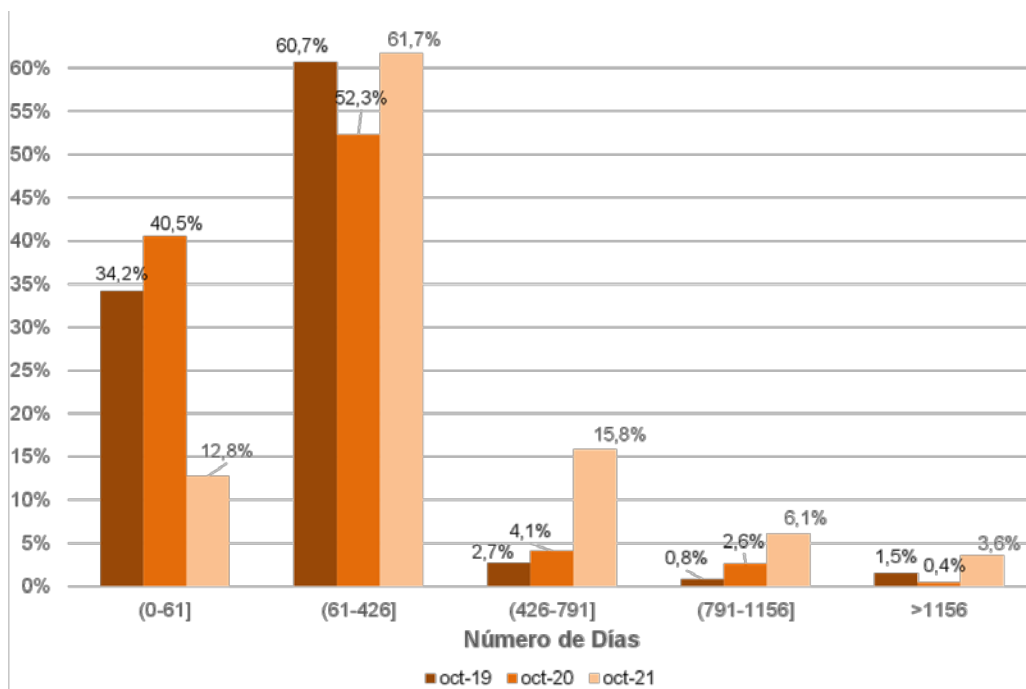
Periodo: octubre 2019 a octubre de 2021



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

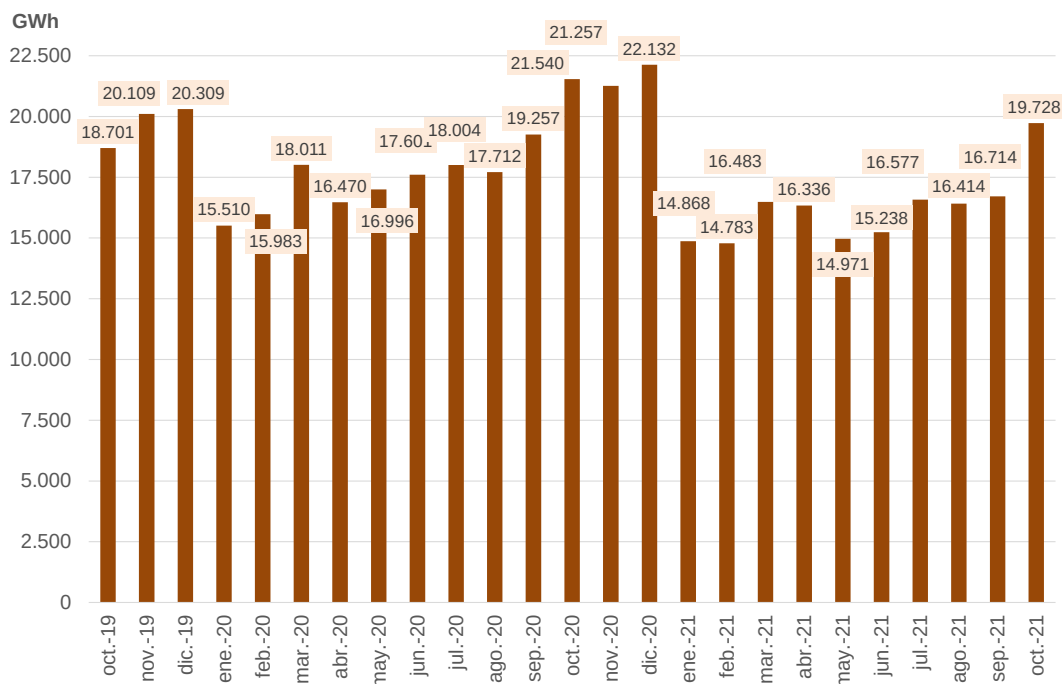
Gráfico 11. Energía negociada en octubre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: octubre de 2019 a octubre de 2021⁸

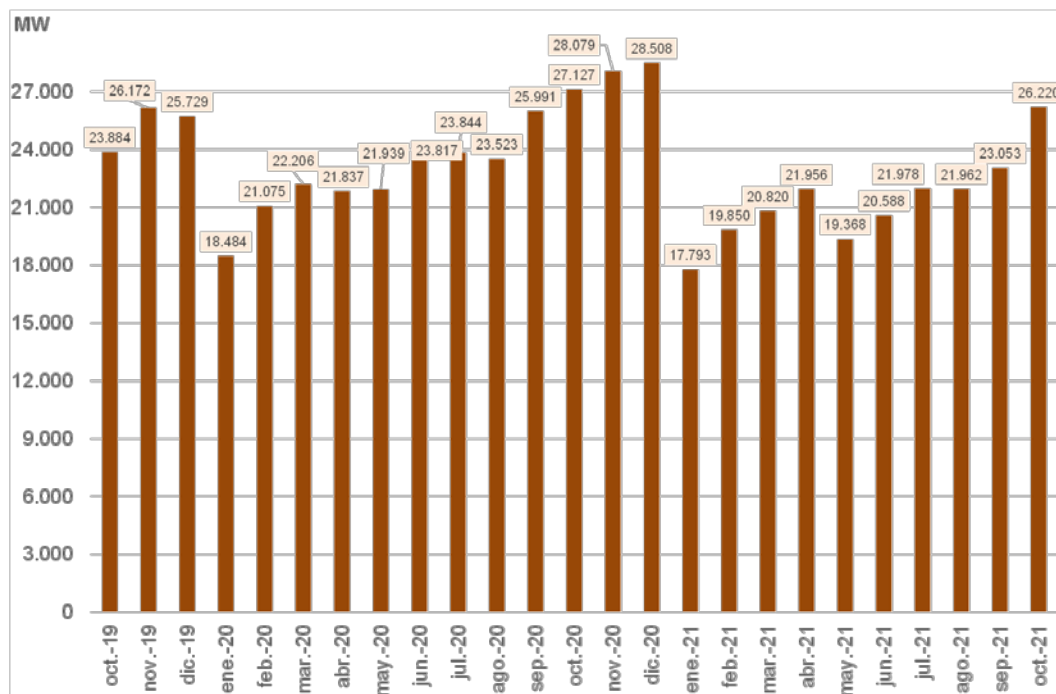


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁸ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de octubre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2021: mensual octubre-21, trimestral Q4-21, 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 octubre 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: octubre de 2019 a octubre 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.

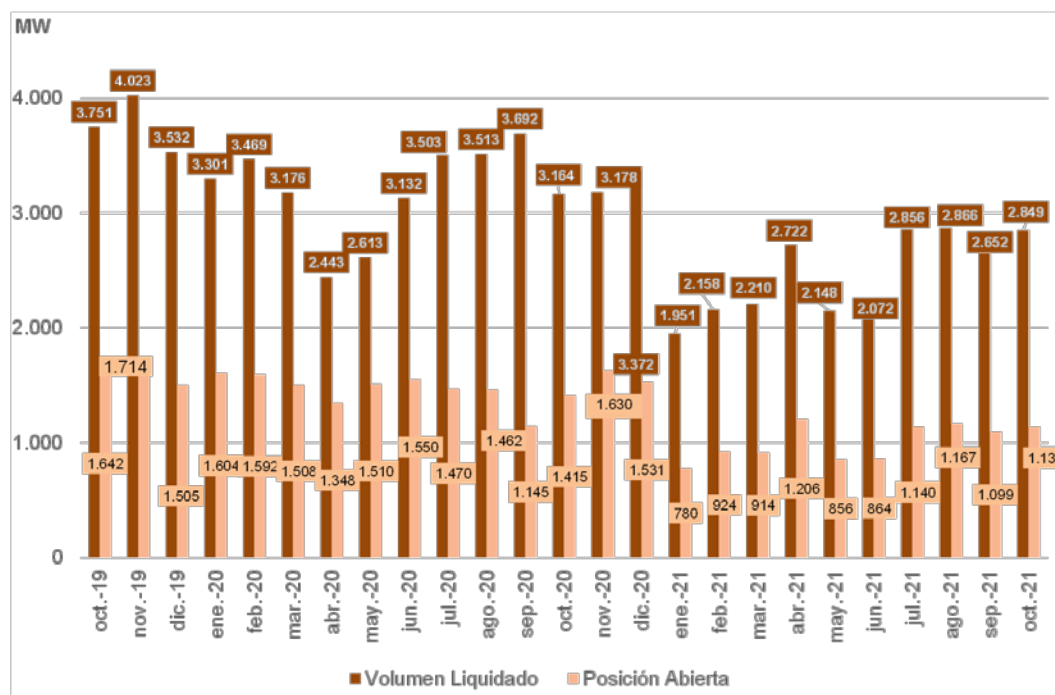
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación,
OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de octubre de 2021 (26.220 MW) representó el 102,3% de la demanda horaria media de dicho mes (25.633 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁹ *

Periodo: octubre de 2019 a octubre 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 nomenclal de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

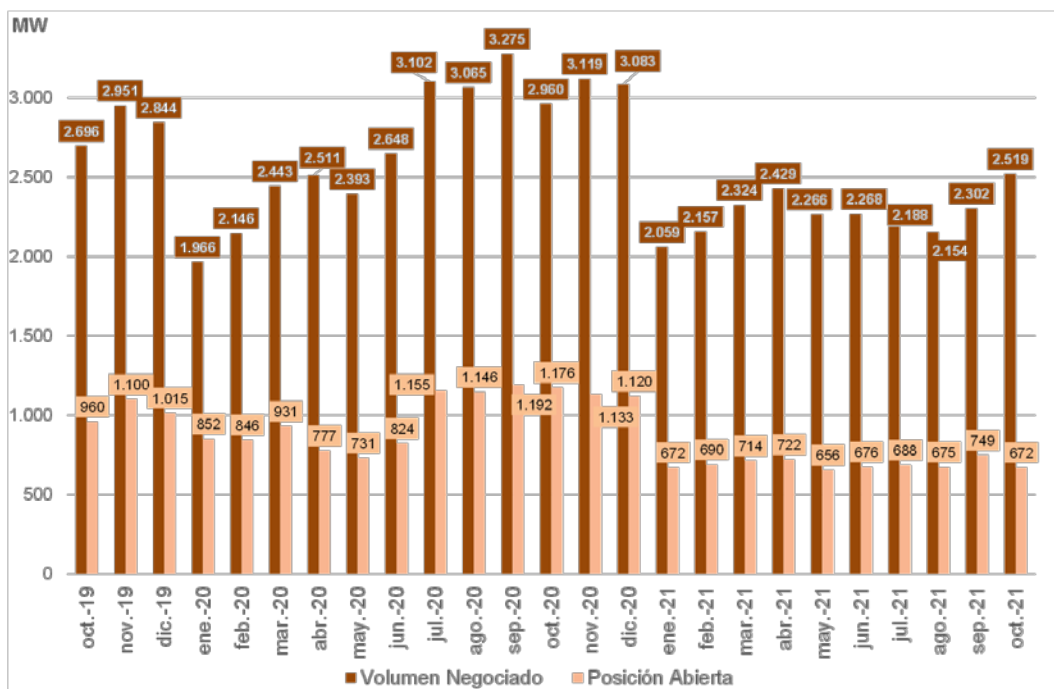
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁹ 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^{10*}

Periodo: octubre de 2019 a octubre 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.

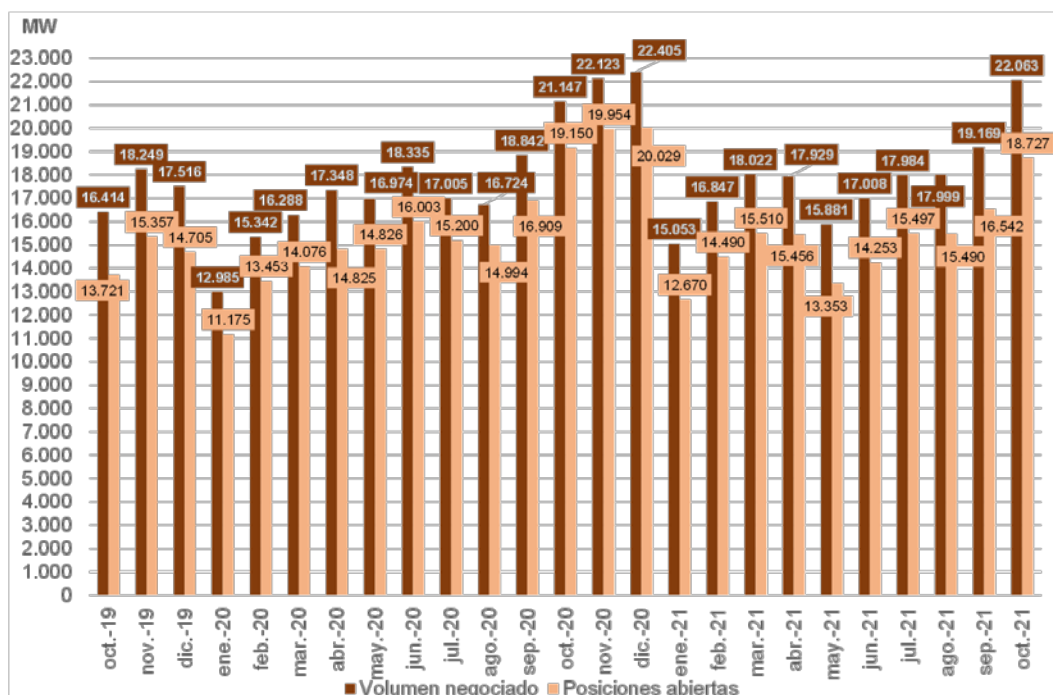
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

¹⁰ 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 abierta¹¹ en European Commodity Clearing¹²

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{13*}

Periodo: octubre de 2019 a octubre 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 nomenclal 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

¹¹ 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.

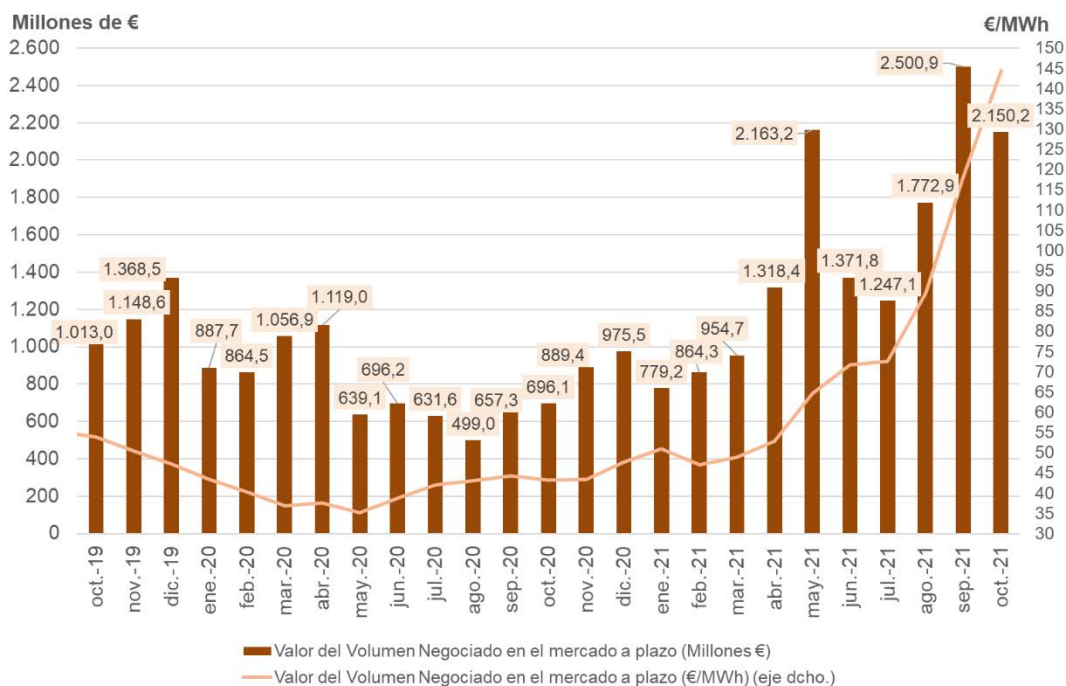
¹² Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹³ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

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

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

Periodo: octubre de 2019 a octubre de 2021



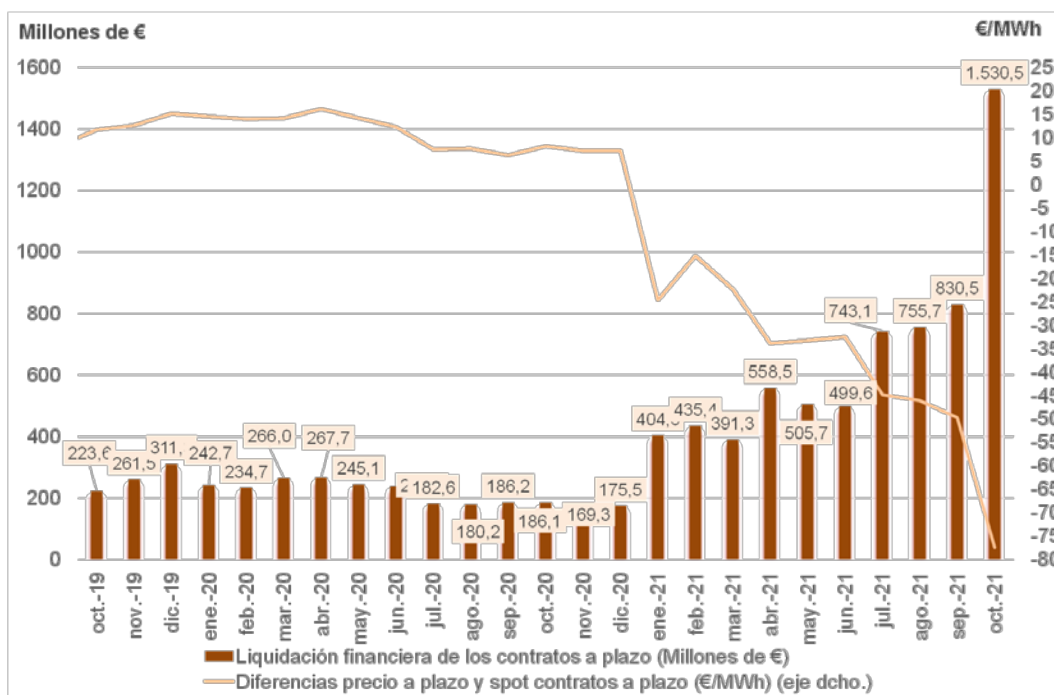
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en octubre de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 14,9 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en octubre de 2021: 144,46 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de octubre de 2021.

Periodo: de octubre de 2019 a octubre de 2021

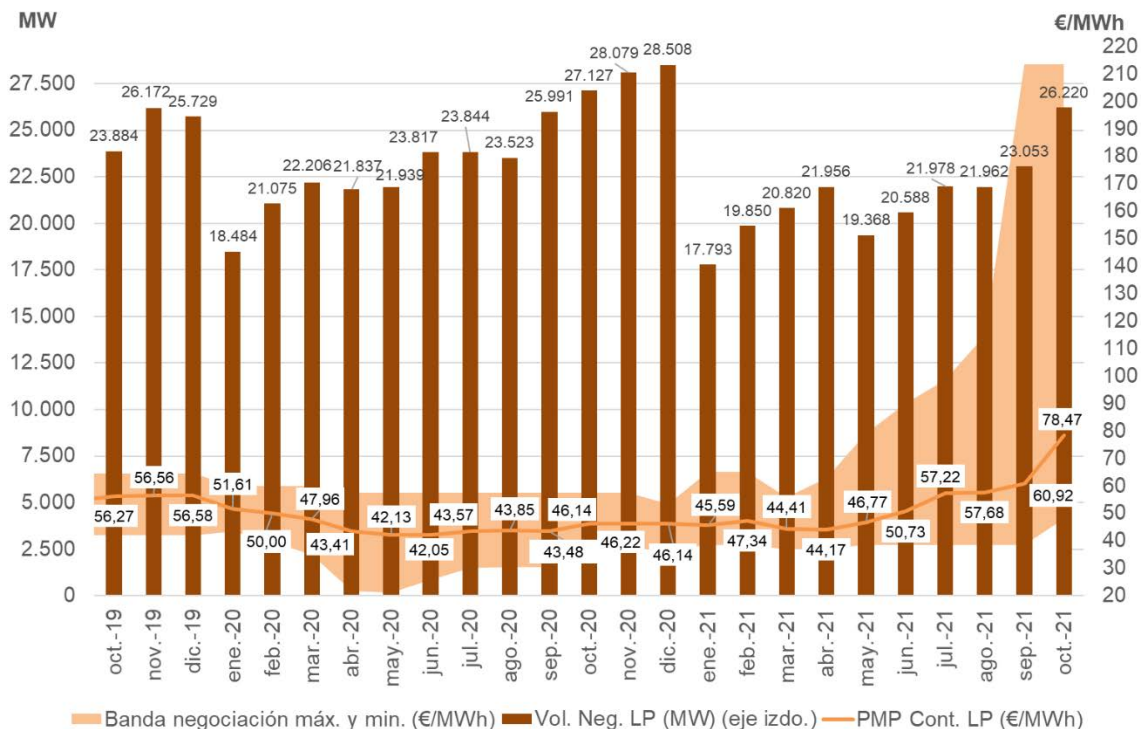


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de octubre de 2021 (mensual oct-21, trimestral Q4-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 78,47 €/MWh; siendo inferior en 78,19 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de octubre de 2021 (156,66 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en octubre de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 170,08 €/MWh, superior en 6,47 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de octubre de 2021 (163,61 €/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*. Período: octubre de 2019 a octubre 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 nociónal de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

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

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

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

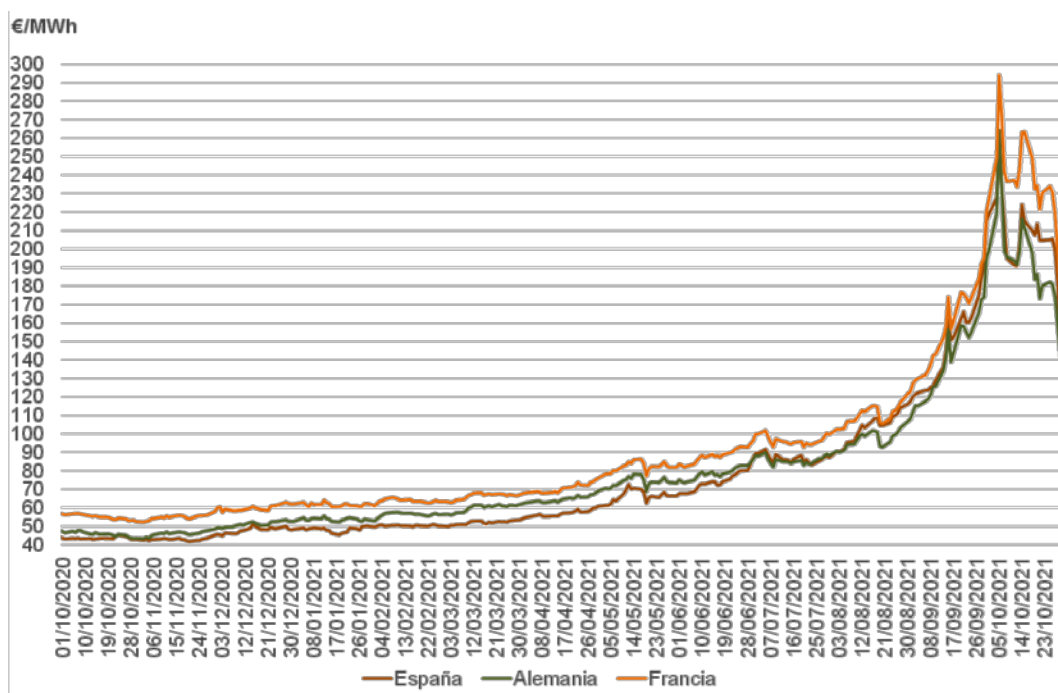
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	octubre-21	septiembre-21	% Variación oct. vs. sep.	octubre-21	septiembre-21	% Variación oct. vs. sep.	octubre-21	septiembre-21	% Variación oct. vs. sep.
nov.-21	167,26	220,75	-24,2%	151,25	188,66	-19,8%	180,25	220,83	-18,4%
dic.-21	168,00	223,00	-24,7%	151,00	183,15	-17,6%	208,00	221,00	-5,9%
Q1-22	155,00	215,00	-27,9%	142,25	194,57	-26,9%	177,09	220,50	-19,7%
Q2-22	98,10	108,00	-9,2%	92,99	105,16	-11,6%	86,54	100,96	-14,3%
Q3-22	96,14	109,96	-12,6%	94,31	106,57	-11,5%	85,78	101,30	-15,3%
YR-22	112,00	135,50	-17,3%	109,03	129,28	-15,7%	116,25	135,22	-14,0%

Nota: últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2021 y últimas cotizaciones de octubre a 29/10/2021.

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.

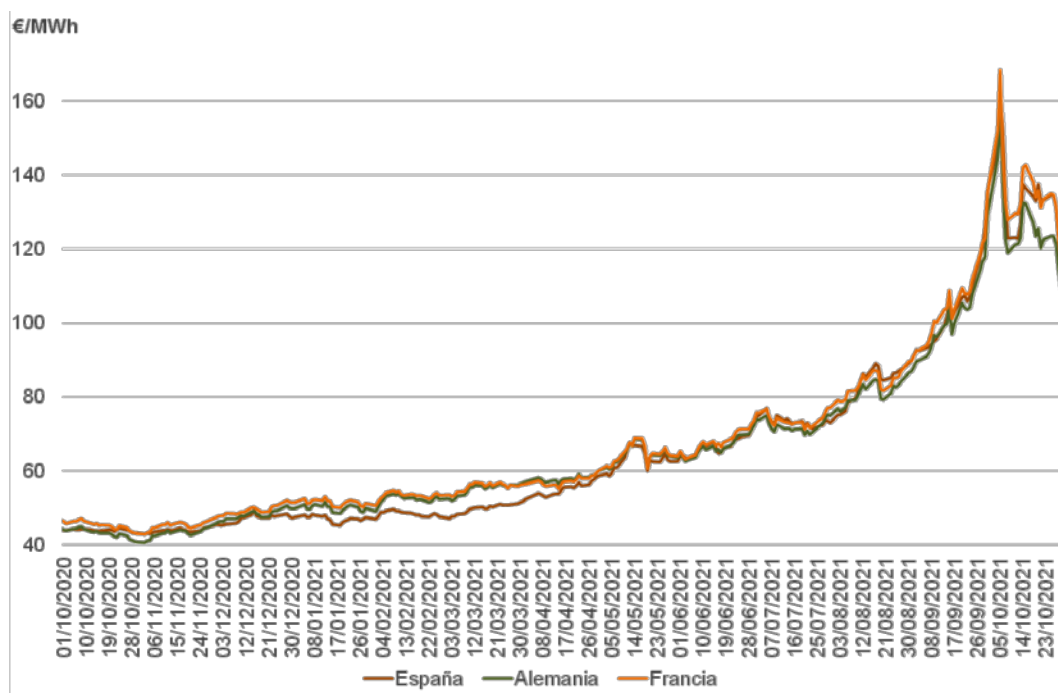
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 octubre de 2020 a 31 de octubre de 2021



Fuente: EEX y OMIP

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



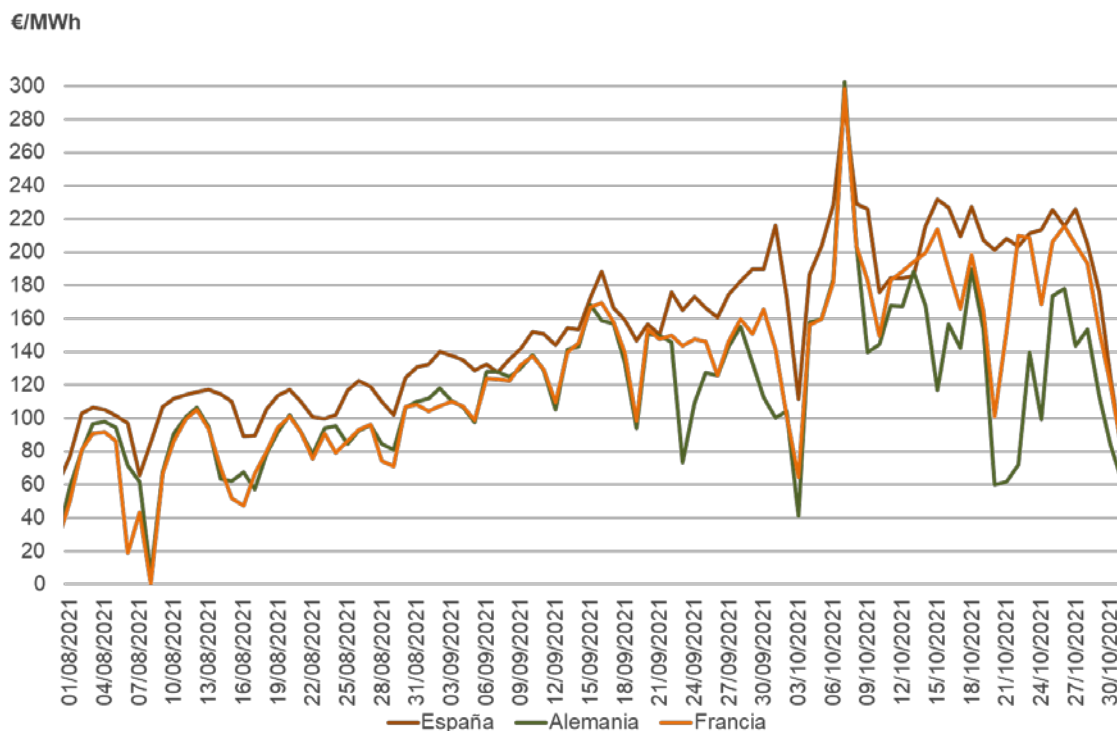
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	octubre-21	septiembre-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	199,90	156,14	28,0%
Alemania	139,49	128,37	8,7%
Francia	172,45	135,31	27,4%

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

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

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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	196.599	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224
ago-21	205.555	23.832
sep-21	342.194	37.817
oct-21	311.987	37.880

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 post¹⁴ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de octubre de 2019 a octubre 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
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
ago-21	94,25	105,94	-11,69	83,29	82,70	0,59	76,45	77,30	-0,85
sep-21	122,20	156,14	-33,94	99,38	128,37	-28,99	101,02	135,31	-34,29
oct-21	213,50	199,90	13,60	160,46	139,49	20,97	184,25	172,45	11,80

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

¹⁴ Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

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

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

	Cotizaciones en Oct.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Sep.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	29-oct-21	Mín.	Máx.	30-sep-21	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
Brent Spot	83,63	78,72	86,12	78,82	71,36	79,12	6,1%
Brent entrega a un mes	84,38	79,28	86,40	78,52	71,45	79,53	7,5%
Brent entrega a doce meses	75,67	72,83	77,91	72,24	66,81	72,52	4,7%
Gas natural Europa	29-oct-21	Mín.	Máx.	30-sep-21	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	47,44	47,44	94,88	68,26	43,00	68,26	-30,5%
Gas NBP entrega Q1-22	55,10	55,10	101,19	85,41	43,64	85,41	-35,5%
Gas NBP entrega Q2-22	35,96	34,33	45,24	41,13	25,74	41,13	-12,6%
Gas NBP entrega Q3-22	33,21	31,75	41,85	38,10	24,34	38,10	-12,8%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	67,82	59,66	117,79	93,43	51,54	93,43	-27,4%
PVB-ES a un mes	77,43	77,43	118,22	87,91	53,43	87,91	-11,9%
PEG Spot	59,10	59,10	115,25	84,35	49,03	84,35	-29,9%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	29-oct-21	Mín.	Máx.	30-sep-21	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
Carbón ICE ARA Nov-21	143,00	143,00	273,30	211,85	150,35	211,85	-32,5%
Carbón ICE ARA Q1-22	118,32	118,32	233,72	190,72	135,60	190,72	-38,0%
Carbón ICE ARA YR-22	101,50	101,50	184,02	157,58	116,22	157,58	-35,6%
CO ₂ ICE EUA €/t _{CO2}	29-oct-21	Mín.	Máx.	30-sep-21	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	58,71	54,55	64,72	61,74	59,31	64,37	-4,9%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	59,08	54,92	65,16	62,16	59,63	64,72	-5,0%

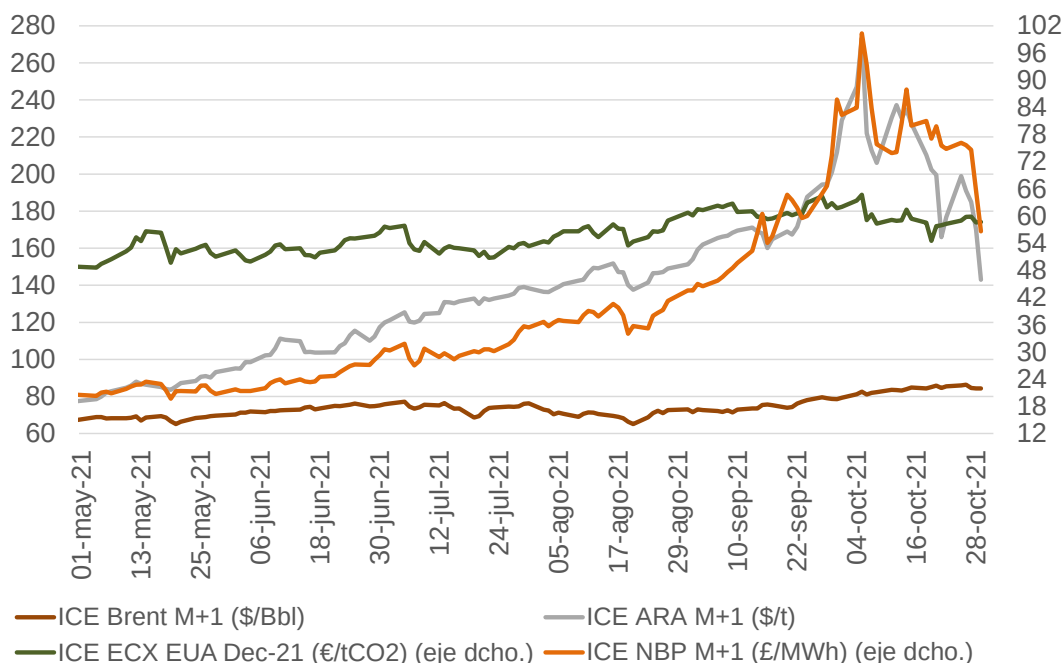
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 septiembre a 30/09/2021 y cotizaciones de octubre a 29/10/2021.

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

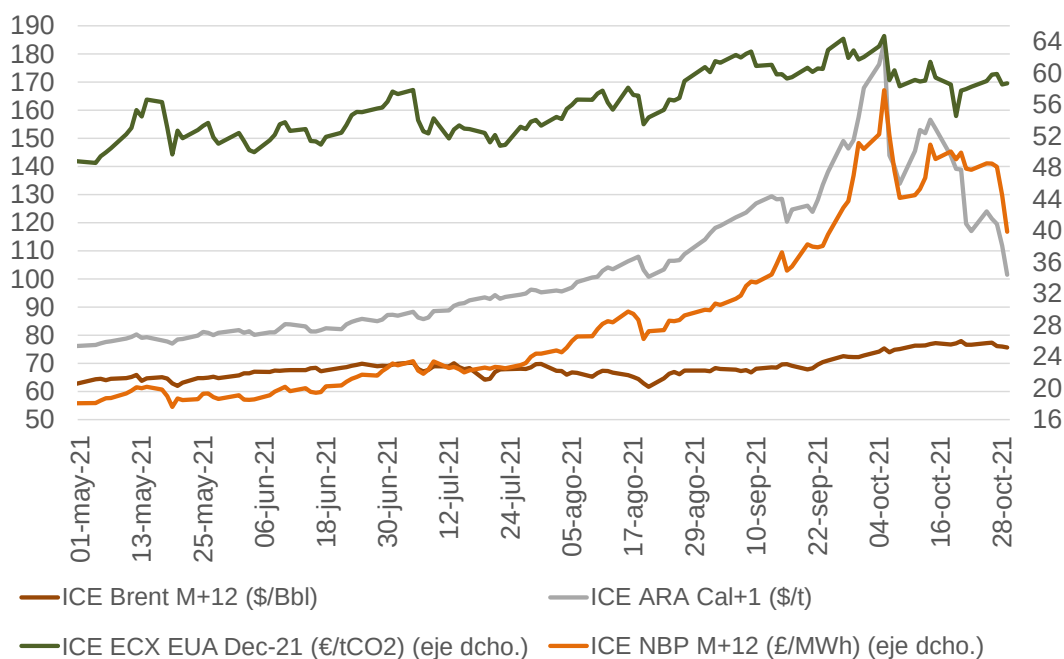
A cierre del mes de octubre de 2021 (29 de octubre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se mantuvo respecto a cierre del mes de septiembre, 1,16 \$/€. Por su parte, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 29 de octubre se apreció ligeramente respecto del cambio a cierre del mes de septiembre, pasando de 0,86 £/€ a 0,84 £/€.

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de mayo a 29 de octubre de 2021



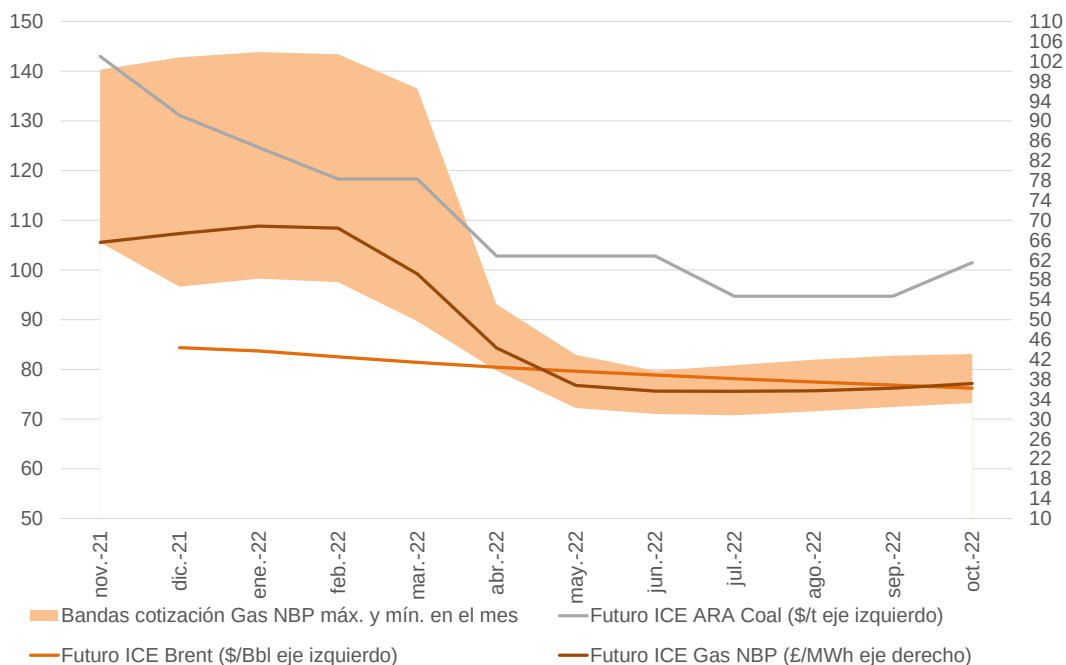
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 mayo a 29 de octubre de 2021



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

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



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

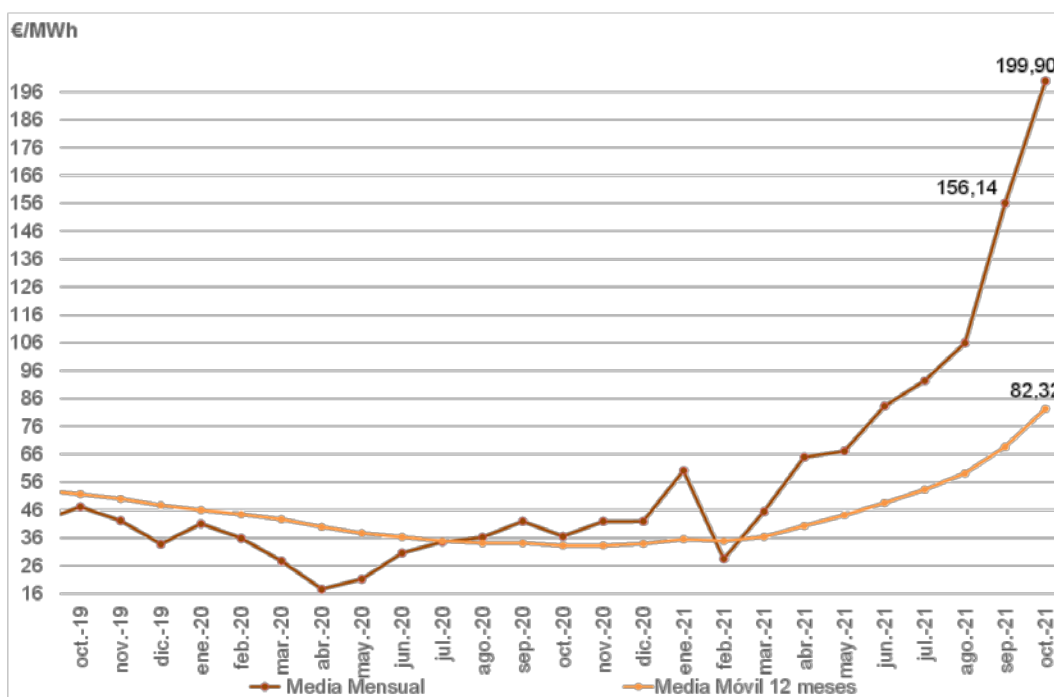
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-22 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]

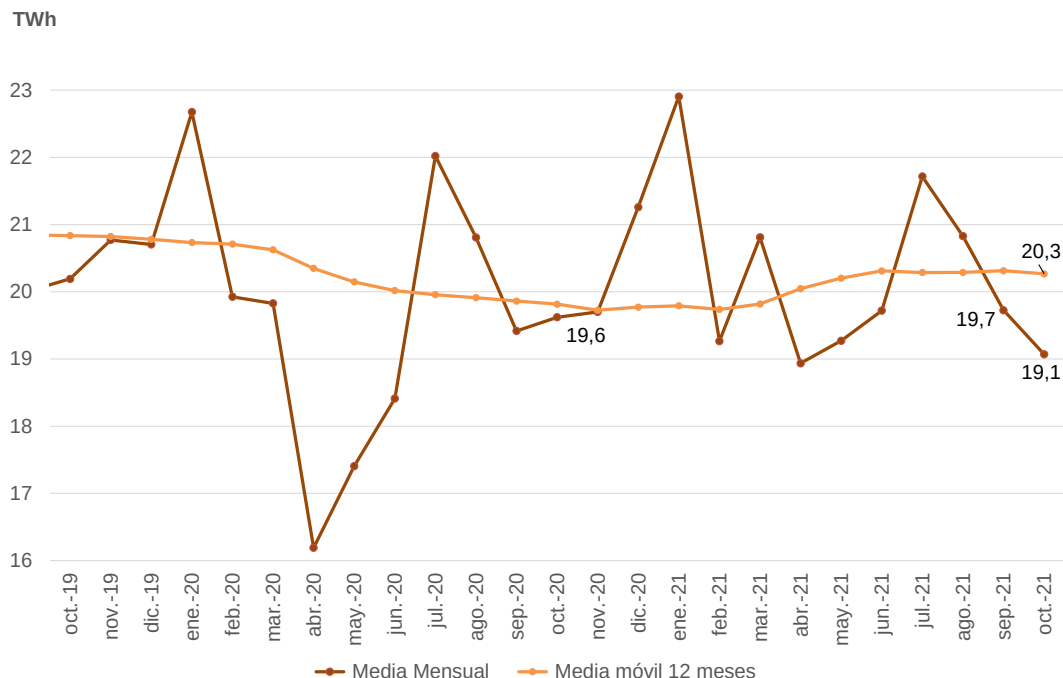
5.5. Análisis de los precios spot en España

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



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	oct-21	sep-21	oct-20	% Var. oct-21 vs. sep-21	% Var. oct-21 vs. oct-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,21	1,51	2,10	-20,4%	-42,6%	33,01	13,9%	27,97	13,8%
Nuclear	4,76	4,90	4,54	-2,9%	4,7%	55,83	23,5%	46,62	23,1%
Carbón	4,76	4,90	0,24	-2,9%	1857,6%	4,97	2,1%	17,16	8,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,81	4,25	2,78	-10,4%	37,2%	38,39	16,2%	27,31	13,5%
Eólica	4,21	3,08	5,62	36,5%	-25,2%	53,57	22,6%	46,19	22,8%
Solar fotovoltaica	1,73	1,87	1,29	-7,6%	34,1%	15,00	6,3%	18,01	8,9%
Solar térmica	0,30	0,45	0,37	-33,3%	-18,2%	4,86	2,0%	4,63	2,3%
Otras renovables ⁽²⁾	0,22	0,41	0,43	-45,2%	-48,1%	4,63	2,0%	3,70	1,8%
Cogeneración	2,16	2,19	2,39	-1,5%	-9,6%	27,38	11,5%	21,96	10,9%
Residuos	0,23	0,23	0,22	3,5%	8,3%	2,53	1,1%	2,36	1,2%
Total Generación	19,43	19,36	19,97	0,4%	-2,7%	240,21	101,2%	202,75	100,2%
Consumo en bombeo	-0,37	-0,16	-0,36	128,6%	2,8%	-4,83	-2,0%	-3,77	-1,9%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,03	-0,03	-0,11	3,3%	-71,8%	-1,44	-0,6%	-0,81	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,03	0,55	0,12	-94,9%	-76,7%	3,31	1,4%	4,05	2,0%
Total Demanda transporte	19,07	19,73	19,62	-3,3%	-2,8%	237,27	100,0%	202,25	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

