

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

IS/DE/003/21

27 de enero de 2021

www.cnmc.es

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	11
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	11
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	14
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	22
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	25
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	25
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	30
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad 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)	33
5.5. Análisis de los precios spot en España	33

1. Hechos relevantes

Descenso moderado en el precio de contado español y mantenimiento de la tendencia alcista de los precios de contado en los mercados europeos

En noviembre de 2021, el precio del mercado spot, al contrario que los meses anteriores, descendió respecto al mes anterior (-3,2%). En media, el descenso fue de -6,46 €/MWh (+43,75 y +50,20 €/MWh, en octubre con respecto a septiembre y en septiembre con respecto a agosto, respectivamente), situándose en 193,43 €/MWh frente a 199,90 €/MWh del mes anterior.

La demanda eléctrica peninsular aumentó un 6,9% en noviembre respecto al mes de octubre de 2021, y un 3,4% respecto al mismo mes del año anterior. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda, respecto al mes anterior, cabe señalar el aumento de la producción térmica convencional +9,3% (+51,8% los CCGTs y -24,8% la generación con carbón), el aumento de la producción renovable (+7,3%) y la disminución de la producción nuclear (-24,8%).

El precio spot en Alemania aumentó de manera más acusada que el mes anterior, un 26,3% (+36,66 €/MWh, situándose en 176,15 €/MWh). Asimismo, el precio spot en Francia registró un incremento del mismo orden de magnitud que en Alemania, un 25,9% (+44,61 €/MWh, situándose en 217,06 €/MWh).

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

Durante el mes de noviembre se invirtió la tendencia del mes anterior y aumentaron las cotizaciones de todos los contratos con subyacentes español, francés y alemán analizados. Cabe mencionar que, a cierre de mes de noviembre, y al igual que el mes anterior, las cotizaciones de todos los contratos analizados con subyacente español se mantuvieron por encima de las de sus equivalentes con subyacente alemán, mientras que únicamente aquellas cotizaciones de los contratos a más largo plazo con subyacente español, a partir del Q2-22, fueron superiores a las de sus equivalentes con subyacente francés.

Para el subyacente español la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un ascenso de 29,66 €/MWh para el contrato trimestral Q3-22 (125,80 €/MWh a cierre de noviembre) y de 85,00 €/MWh para el contrato trimestral Q1-22 (240 €/MWh a cierre de mes). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un incremento de 18,29 €/MWh para el contrato trimestral Q3-22 (112,60 €/MWh a cierre de noviembre) y de 82,09 €/MWh para el contrato mensual ene-22 (238,41 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés,

al igual que para el resto de mercados, el menor ascenso fue el registrado para el contrato trimestral Q3-22 (+22,44 €/MWh; 108,22 €/MWh a cierre de noviembre) y el mayor incremento de cotización fue registrado para el contrato mensual ene-22 (+144,94 €/MWh; 370,94 €/MWh a cierre de noviembre).

A 30 de noviembre de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español (154,65 €/MWh) se mantuvo por debajo de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-12,89 €/MWh; situándose en 167,54 €/MWh a cierre de mes) y por encima de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (+13,47 €/MWh; situándose en 141,18 €/MWh).

Descenso de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de noviembre de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 12 TWh, un 19,2% inferior al volumen negociado el mes anterior (14,9 TWh), y un 41,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (20,5 TWh). Descendió la negociación en OMIP (-21,7%, pasando de 0,8 TWh en el mes anterior a 0,6 GWh en noviembre) así como el volumen OTC (-20,8%, pasando de 13,4 TWh a 10,6 TWh en el mes de noviembre), mientras que ascendió el volumen negociado en EEX (+17,9% pasando de 0,6 TWh en octubre a casi 0,8 TWh en noviembre). El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 11,6%; 1,4 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue superior en noviembre de 2021 que en el mes anterior (9,8%; 1,5 TWh).

Cabe señalar que también se produce un descenso de la liquidez en los mercados a plazo de electricidad con subyacente alemán y francés (-24,5% y -11,5%, respectivamente; véase Cuadro 6).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en noviembre de 2021 (12 TWh) representó únicamente el 59,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,4 TWh); inferior al porcentaje (104%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (20,5 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (19,7 TWh)¹.

En noviembre de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en el año 2022, con un volumen de 6,6 TWh (el 55,3% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, con 2,6 TWh

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).

negociados (el 21,6% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en diciembre de 2021, cuyo volumen se situó en 1,4 TWh (el 11,6% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió también a 1,4 TWh (el 11,5% del volumen total negociado en noviembre; véase 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).

Adicionalmente, no se aprecia en noviembre un incremento de la liquidez de los contratos anuales con liquidación en 2022 (ver Cuadro 3), a pesar de que en la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, excluye de la minoración la energía 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.

Se mantiene en noviembre el incremento en la liquidación financiera de los contratos a plazo

Hasta el 30 de noviembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2021 se situó en torno a 19.511 GWh, un 1,1% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2021 (19.728 GWh), y un 8,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2020 (21.257 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en noviembre de 2021, el 99,4% (19.398 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-21, trimestral Q4-21 y anual 2021), mientras que el 0,6% restante (113 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 30 de noviembre de 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en noviembre de 2021 (19.511 GWh) ascendería a 1.516,9 millones de €³, un 3,4% inferior a la

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

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

liquidación financiera de los futuros con liquidación en octubre de 2021 (1.569,9 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en noviembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 87,15 €/MWh, inferior en 72 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de noviembre de 2021 (159,15 €/MWh)⁴.

Ascenso de los precios de gas en los mercados internacionales

En el mes de noviembre los precios de gas natural en los mercados europeos mostraron una tendencia general alcista, influidos por: el escepticismo en el mercado en cuanto a la estabilidad de mayores flujos de gas ruso; la reducción de la exportación de gas desde Noruega; la suspensión temporal del proceso de certificación del gasoducto Nord Stream 2 anunciada por el regulador alemán, lo que retrasa su puesta en operación; y, en el caso español, por la reducción de los flujos de gas argelino, debido a la hibernación del gasoducto Magreb-Europa.

Asimismo, aumentó significativamente el precio de los derechos de emisión de CO₂, entre otros factores, ante la ausencia de acuerdos en la COP26, lo que podría interferir en la dinámica actual de este mercado en el corto plazo. Así, el precio de estos instrumentos financieros se situó (a cierre de mes) por encima de los 75 €/tCO₂ (en torno a 59 €/tCO₂ a 29 de octubre).

Por el contrario, y al igual que el mes anterior, fue descendente la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA). Así, el precio del contrato para Dic-21 disminuyó un 15,3% (110,10 \$/t a 30 de noviembre), y el de los contratos Q1-22 y Cal-22 disminuyeron un 10,4% y un 3,2%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de noviembre, en 106,00 \$/t y 98,25 \$/t.

El precio del petróleo Brent descendió por la expectativa de disminución de la demanda derivada del aumento de la incidencia de coronavirus y su nueva variante, así como por el exceso de oferta. Así, a 30 de noviembre, las referencias del Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista, se redujeron en relación con las del 29 de octubre (15,2%, 16,4%, y 12,8%), situándose, respectivamente, en 70,96 \$/Bbl, 70,57 \$/Bbl y 65,98 \$/Bbl.

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de noviembre 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 30 de noviembre de 2021.

A 29 de noviembre, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 30 de noviembre, la cotización del JKM M+1 aumentó un 22,8%, hasta 107,97 €/MWh, respecto a la de 29 de octubre (87,90 €/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 NOVIEMBRE DE 2021				MES DE OCTUBRE DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. nov-21 vs. oct-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-21	243,90	246,00	165,00	206,47	168,00	278,00	168,00	223,88	45,2%
FTB M Jan-22	259,00	259,00	169,00	210,17	183,86	275,02	183,86	219,12	40,9%
FTB M Feb-22	260,56	260,56	145,47	203,88	147,17	257,68	147,17	205,89	77,0%
FTB Q1-22	240,00	240,00	151,55	195,40	155,00	263,00	155,00	207,79	54,8%
FTB Q2-22	127,84	127,84	94,35	110,17	98,10	133,29	98,10	109,78	30,3%
FTB Q3-22	125,80	128,52	93,33	109,13	96,14	129,75	96,14	109,23	30,9%
FTB Q4-22	126,57	126,57	98,05	109,69	99,57	126,88	99,57	110,38	27,1%
FTB YR-22	154,65	154,65	110,00	130,79	112,00	162,75	112,00	133,95	38,1%
FTB YR-23	79,70	80,50	67,50	74,67	70,00	89,63	70,00	78,69	13,9%

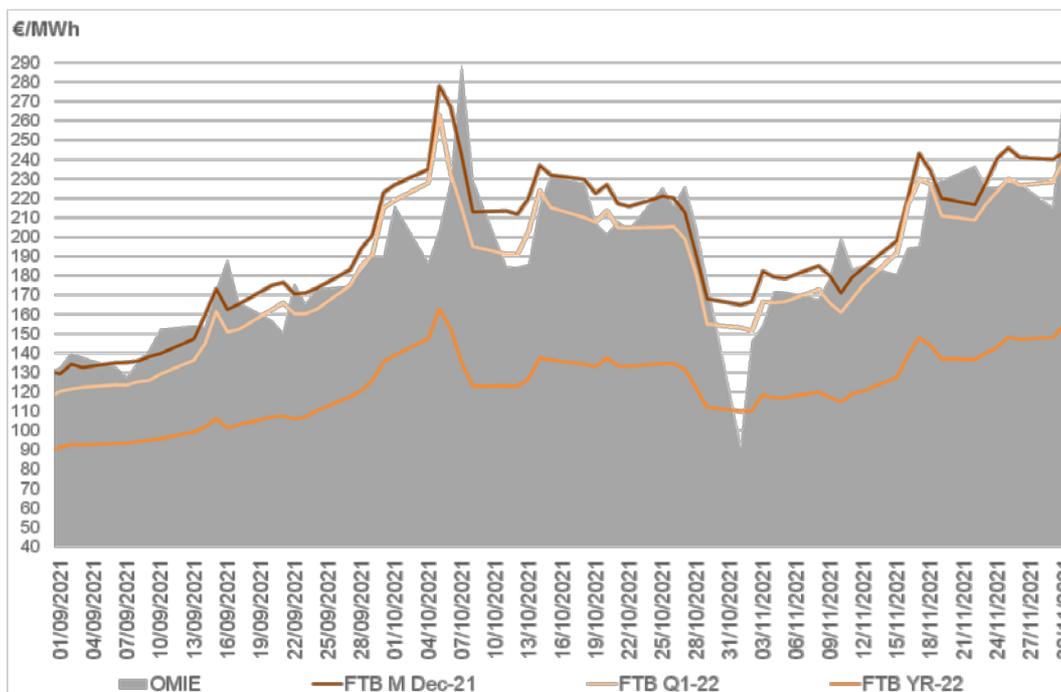
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2021 y últimas cotizaciones de octubre a 29/10/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

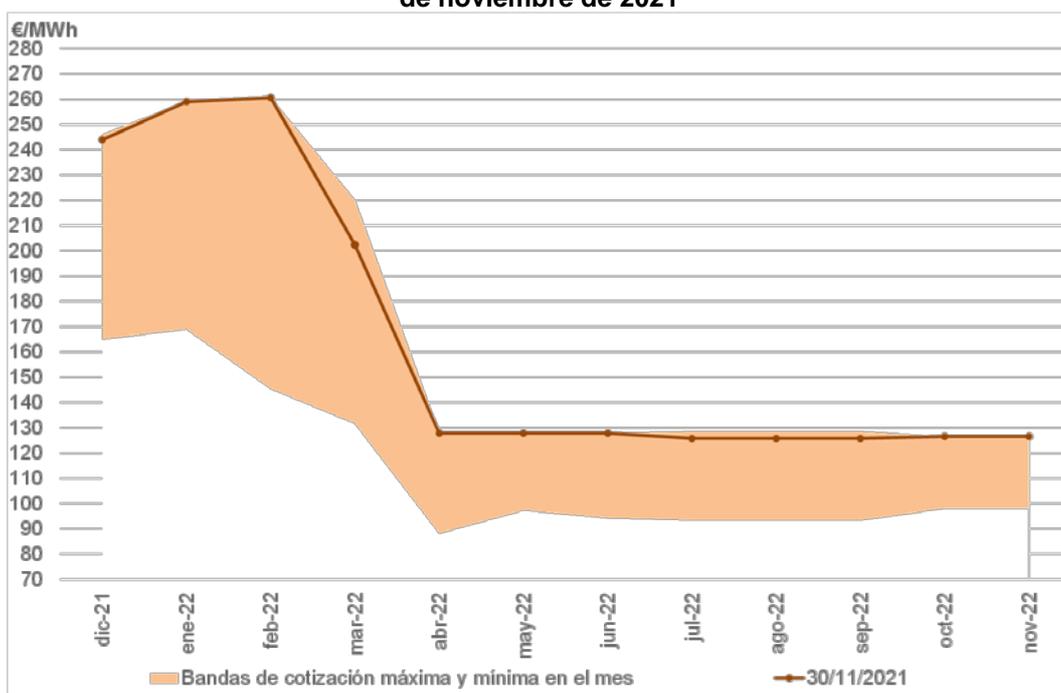
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de septiembre al 30 de noviembre de 2021



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

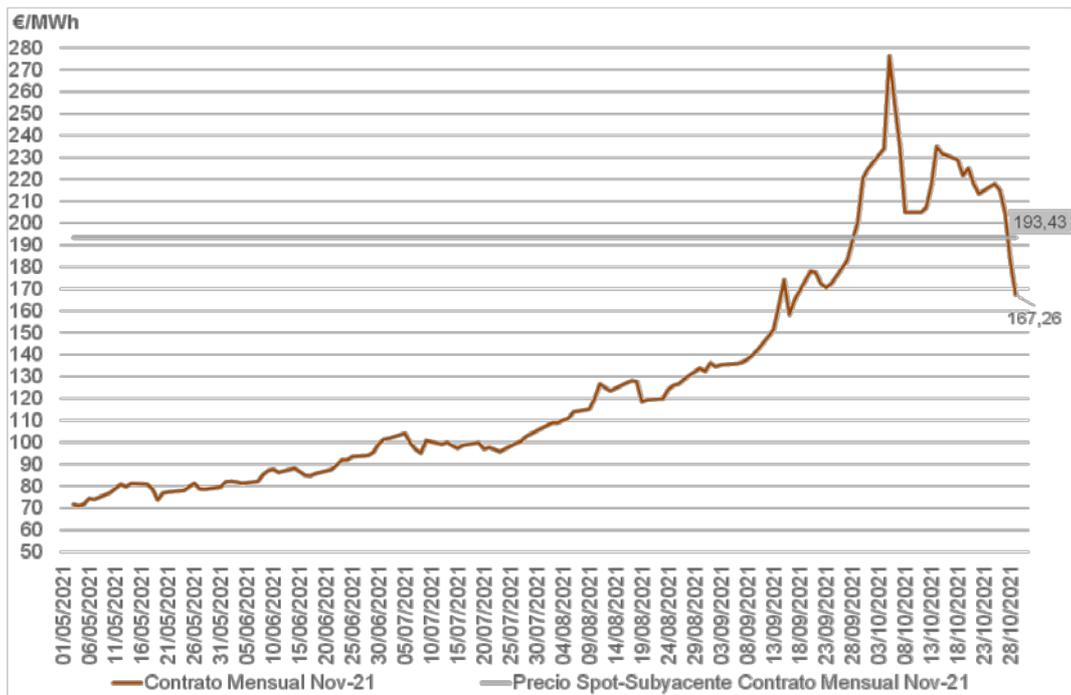
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de noviembre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

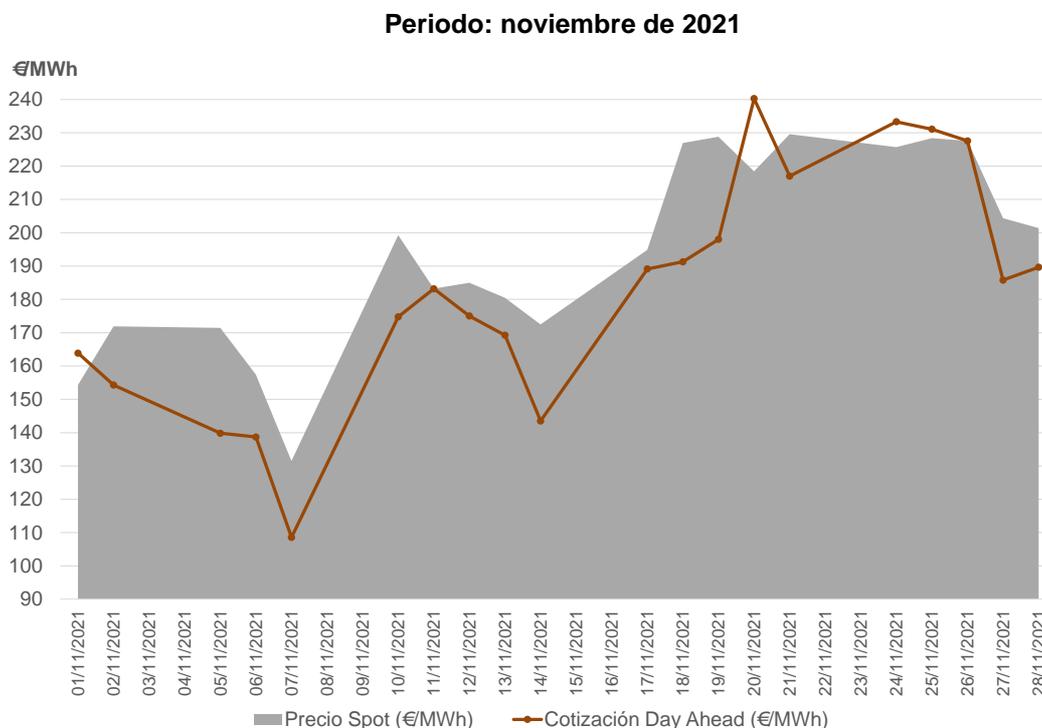
Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2021 en OMIP vs. precio spot de noviembre de 2021.

Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de mayo al 29 de octubre 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).



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 182,71 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 194,66 €/MWh.

Prima de riesgo en noviembre de los contratos *day-ahead*: -11,95 €/MWh.

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

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

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

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual noviembre 2021	Mes anterior octubre 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	633	809	-21,7%	9.574	8.632	4,4%	3,7%
EEX	758	643	17,9%	8.615	7.536	4,0%	3,2%
OTC	10.641	13.433	-20,8%	197.613	218.815	91,6%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	11.913	15.032	-20,7%	209.198	228.065	96,9%	97,1%
<i>OMIClear</i>	718	1.262	-43,1%	19.477	18.447	9,0%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	1.511	2.468	-38,8%	23.249	27.772	10,8%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	9.684	11.302	-14,3%	166.473	181.845	77,1%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	12.032	14.884	-19,2%	215.802	234.983	100,0%	100,0%

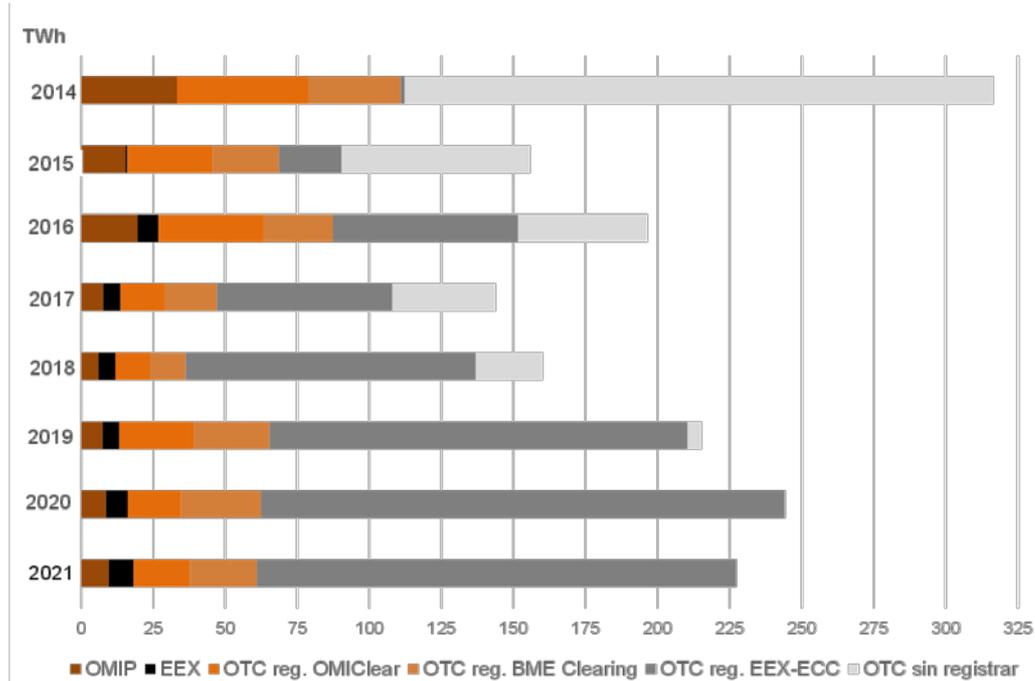
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

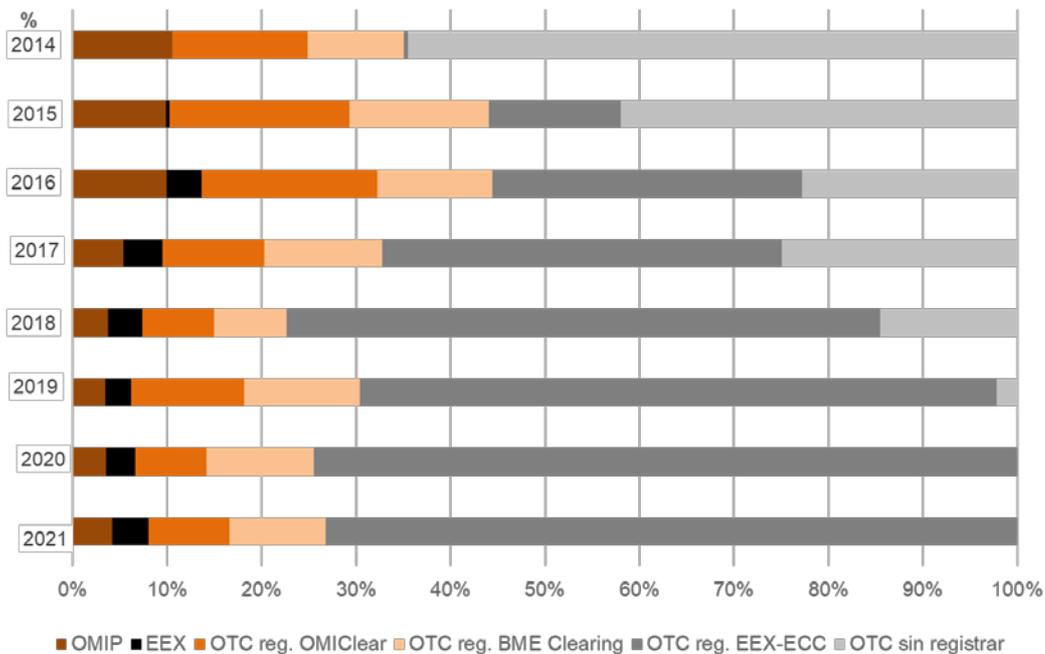
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



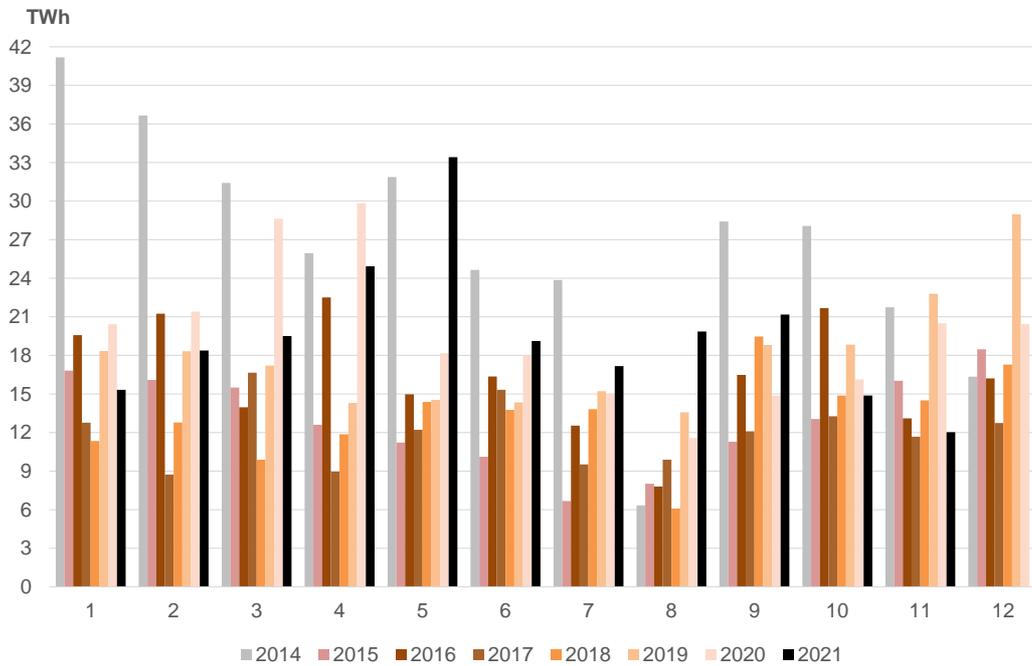
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



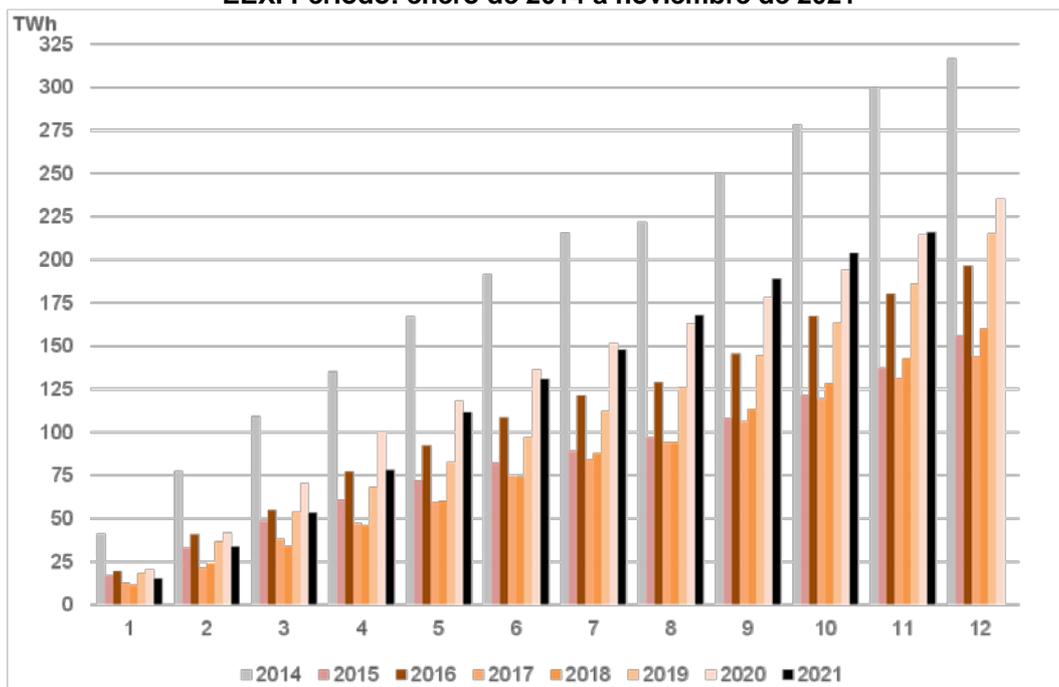
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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

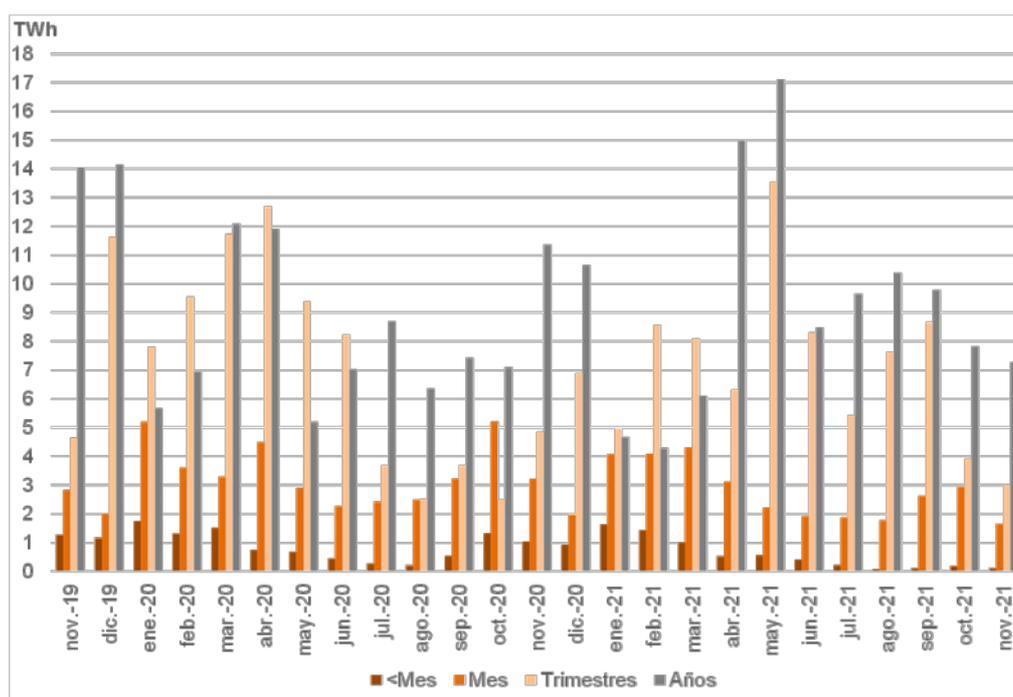
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual noviembre-21	Mes anterior octubre-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	66	48	37,9%	1.642	26,0%	3.464	32,2%
Fin de semana	31	40	-22,6%	798	12,6%	768	7,1%
Semana	15	106	-85,4%	3.875	61,4%	6.539	60,7%
Total Corto Plazo	113	195	-42,0%	6.315	2,9%	10.770	4,6%
Mensual	1.641	2.935	-44,1%	30.513	14,6%	40.310	18,0%
Trimestral	3.005	3.939	-23,7%	78.456	37,5%	83.520	37,3%
Anual	7.272	7.816	-7,0%	100.518	48,0%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	11.919	14.690	-18,9%	209.487	97,1%	224.213	95,4%
Total	12.032	14.884	-19,2%	215.802	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: noviembre de 2019 a noviembre de 2021

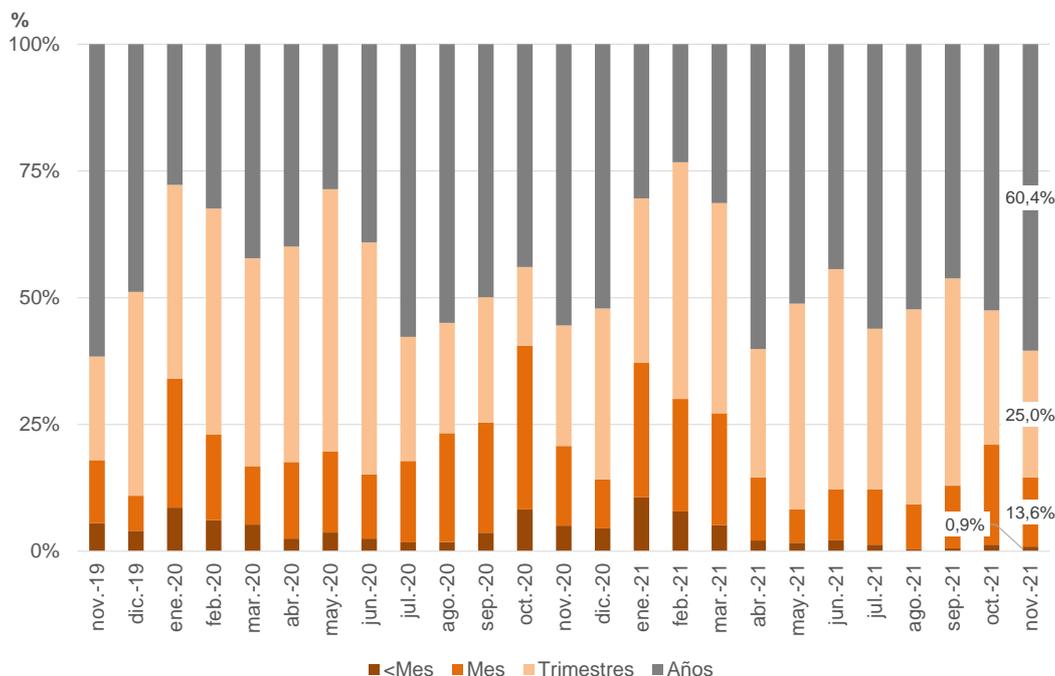


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

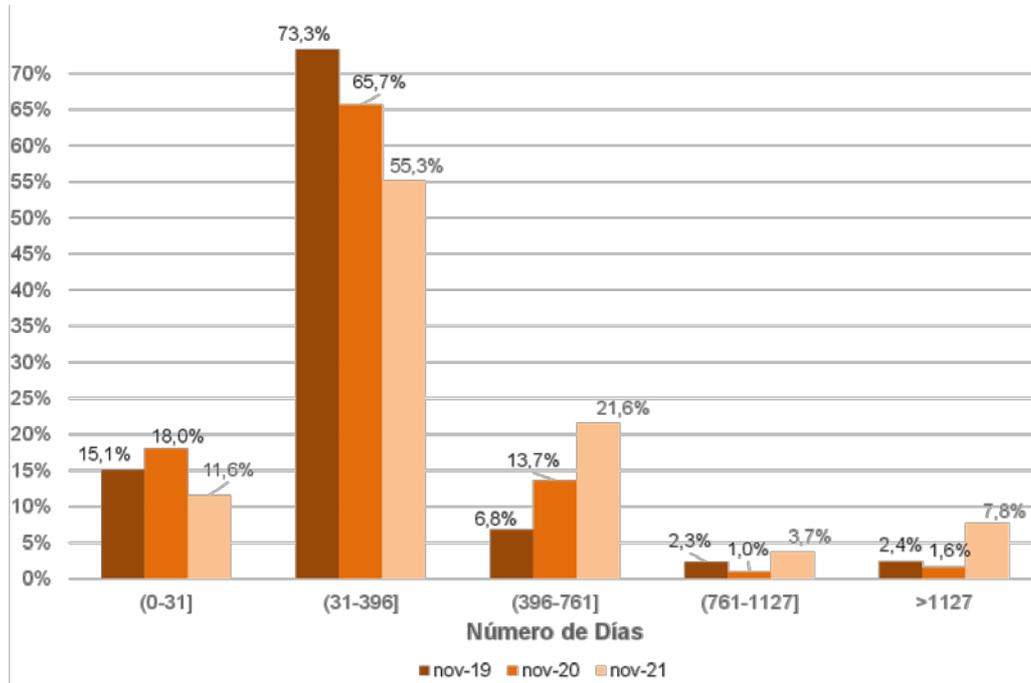
Periodo: noviembre 2019 a noviembre de 2021



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

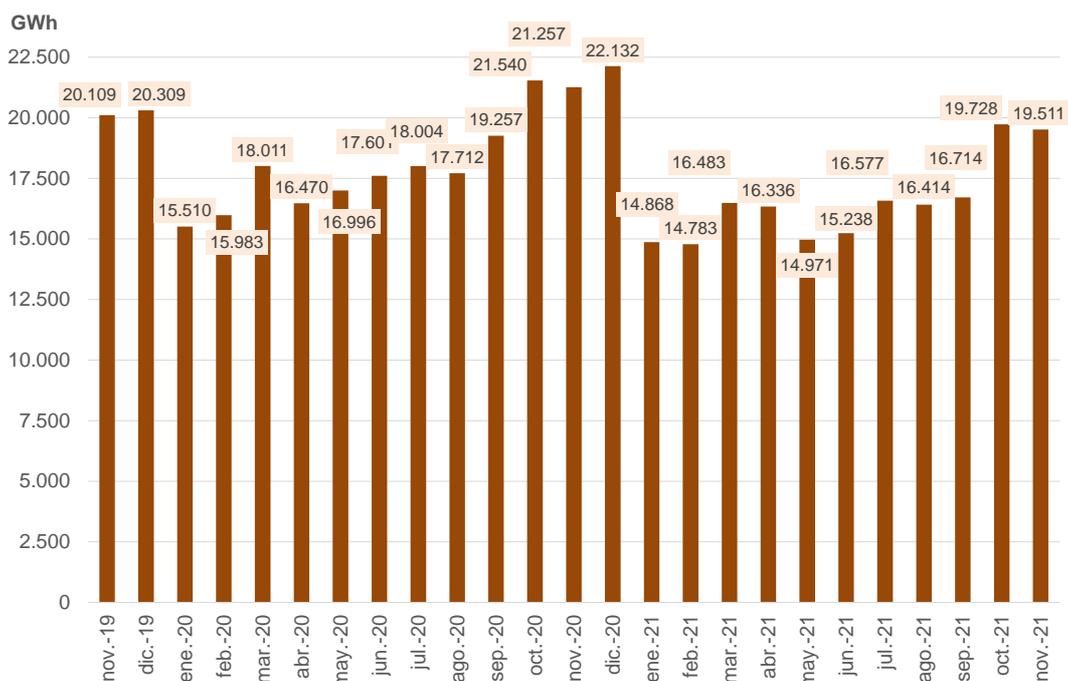
Gráfico 11. Energía negociada en noviembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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: noviembre de 2019 a noviembre de 2021 ⁶

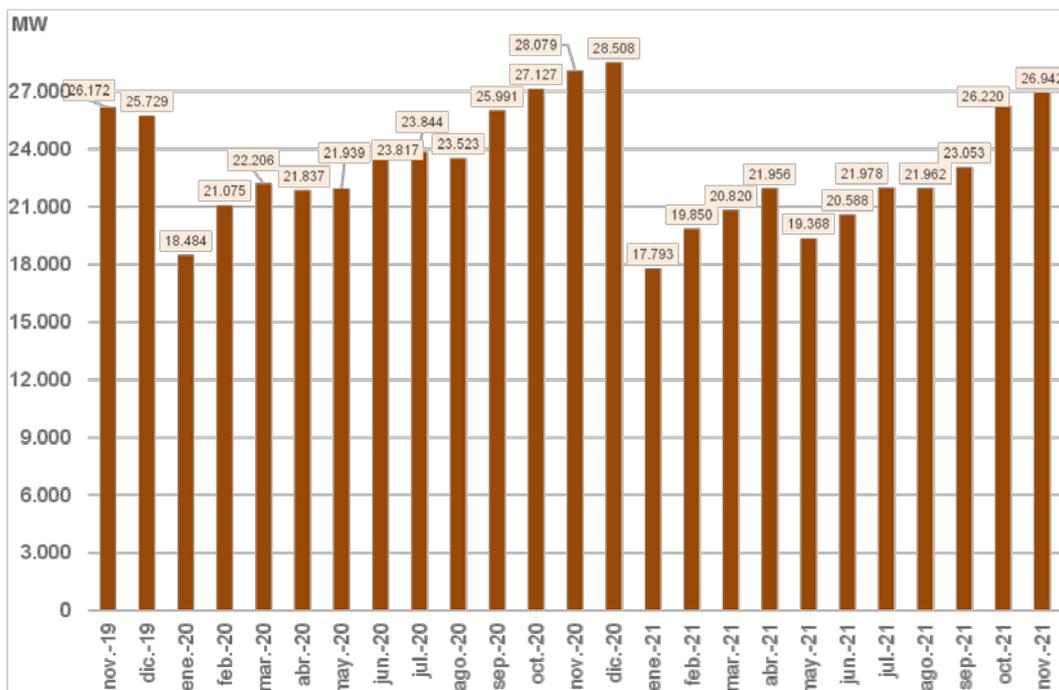


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de noviembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2021: mensual noviembre-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 noviembre 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: noviembre de 2019 a noviembre 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.

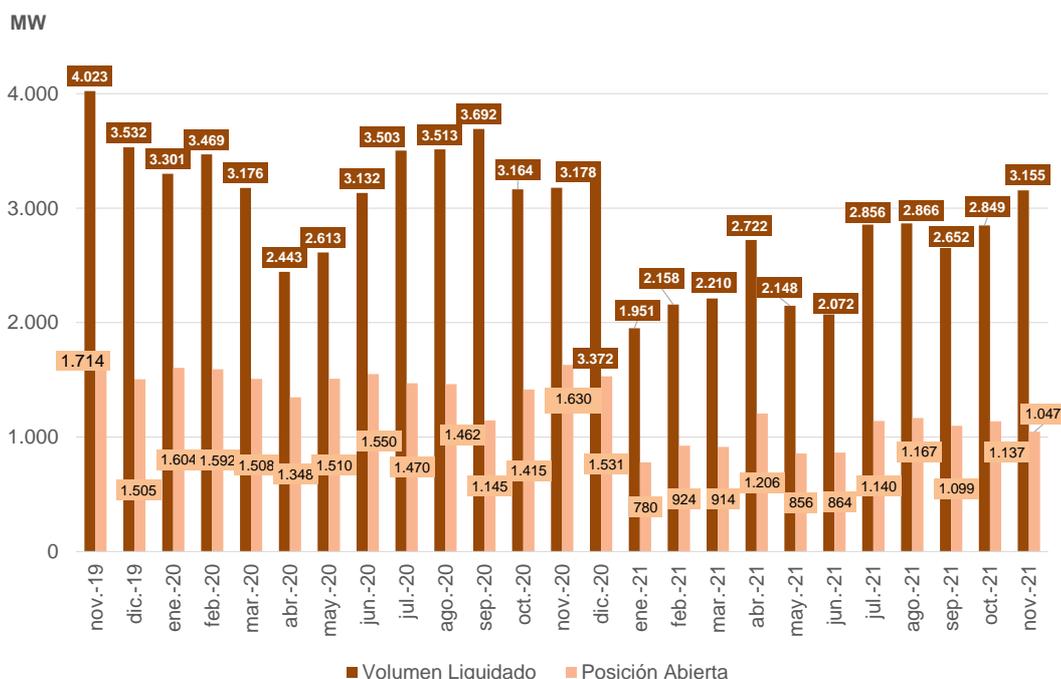
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de noviembre de 2021 (26.942 MW) representó el 95,3% de la demanda horaria media de dicho mes (28.285 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁷ *

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

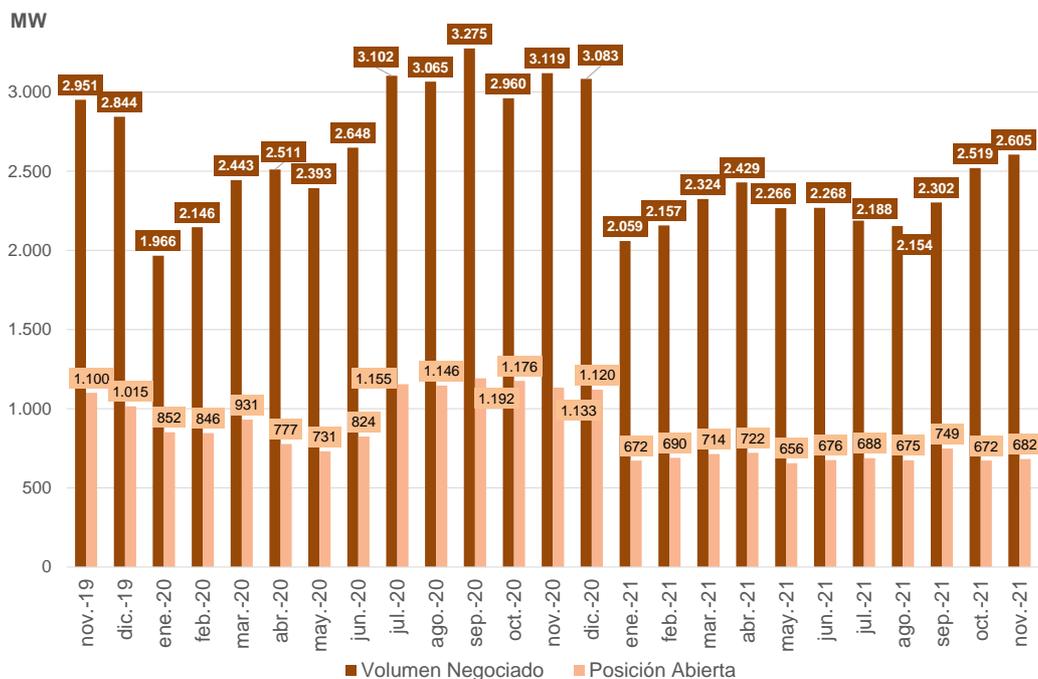
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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

Posición abierta en BME Clearing

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

Periodo: noviembre de 2019 a noviembre de 2021



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

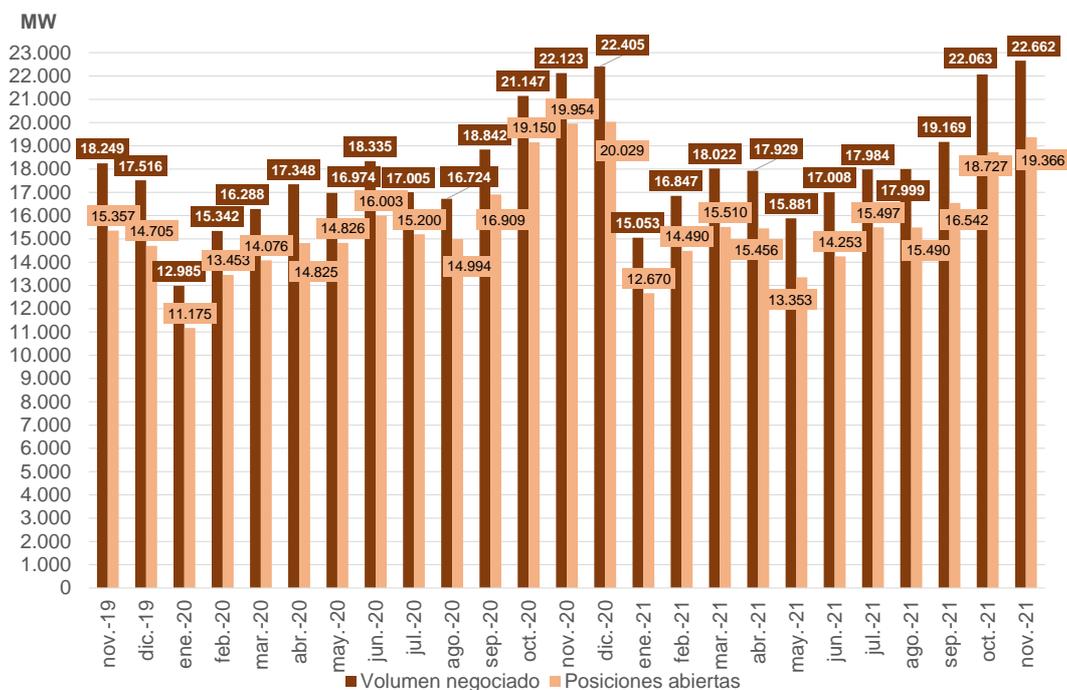
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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

Posición abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

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

Periodo: noviembre de 2019 a noviembre de 2021



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

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

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

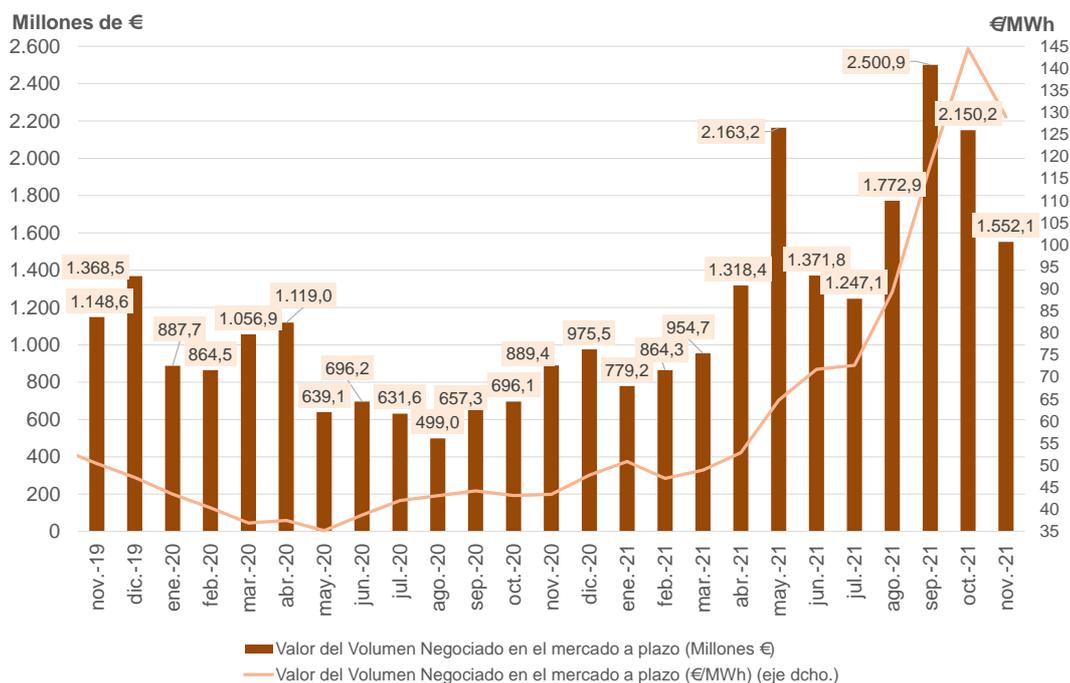
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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

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

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

Periodo: noviembre de 2019 a noviembre de 2021

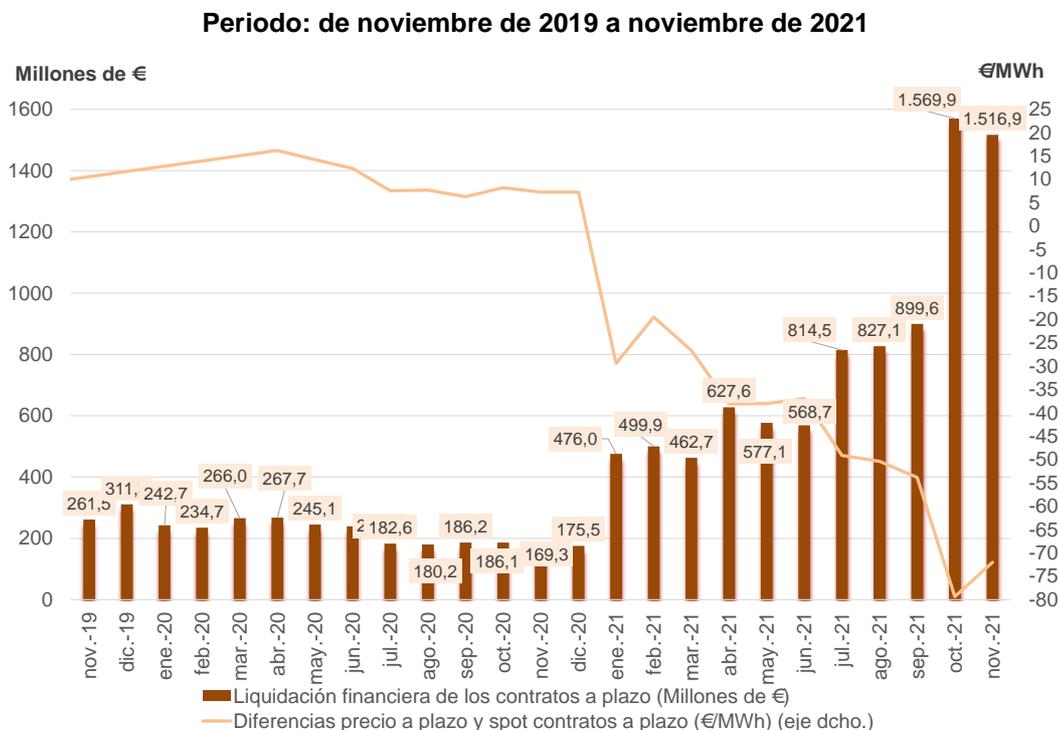


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en noviembre de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 12 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en noviembre de 2021: 129 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de noviembre de 2021.

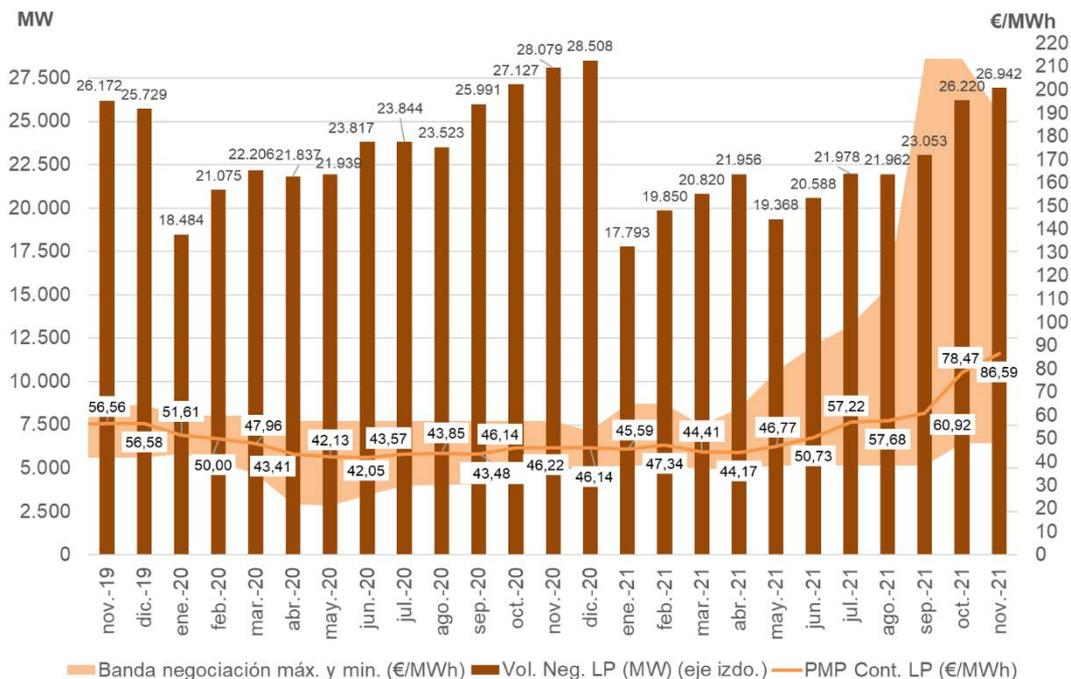


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de noviembre de 2021 (mensual nov-21, trimestral Q4-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 86,59 €/MWh; siendo inferior en 72,40 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de noviembre de 2021 (158,99 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en noviembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 182,10 €/MWh, inferior en 4,30 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de noviembre de 2021 (186,40 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximo, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*. Período: noviembre de 2019 a noviembre 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

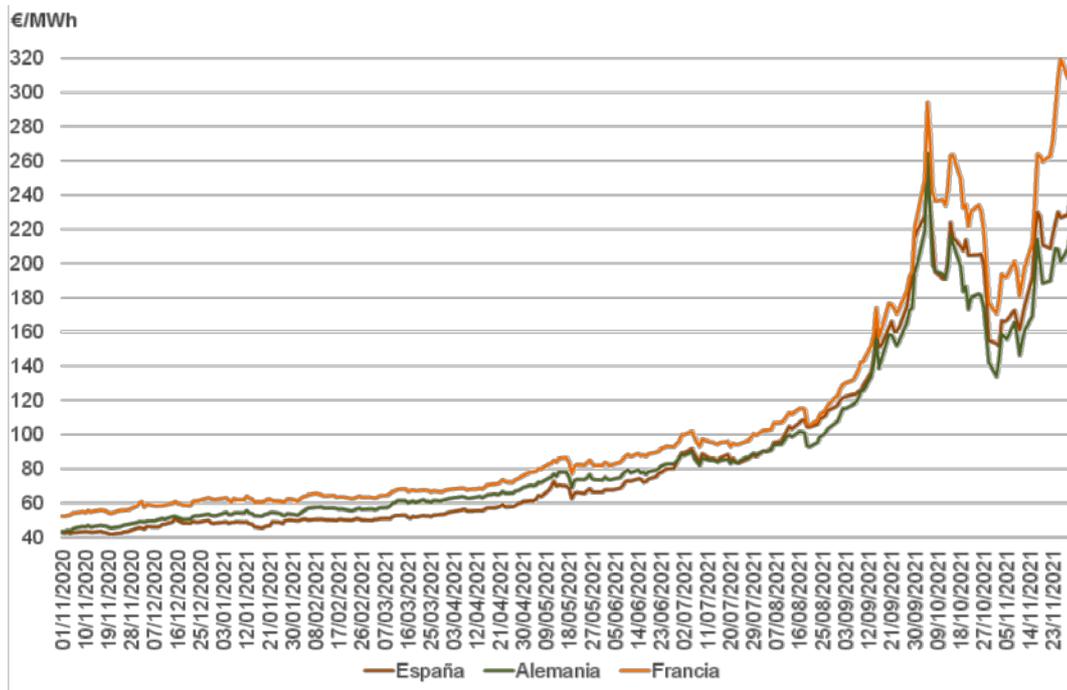
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-21	octubre-21	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-21	octubre-21	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-21	octubre-21	% Variación nov. vs. oct.
dic.-21	243,90	168,00	45,2%	223,00	151,00	47,7%	338,00	208,00	62,5%
ene.-22	259,00	183,86	40,9%	238,41	156,32	52,5%	370,94	226,00	64,1%
Q1-22	240,00	155,00	54,8%	219,02	142,25	54,0%	314,42	177,09	77,5%
Q2-22	127,84	98,10	30,3%	112,53	92,99	21,0%	110,17	86,54	27,3%
Q3-22	125,80	96,14	30,9%	112,60	94,31	19,4%	108,22	85,78	26,2%
YR-22	154,65	112,00	38,1%	141,18	109,03	29,5%	167,54	116,25	44,1%

Nota: últimas cotizaciones de octubre a 29/10/2021 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2021.

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.

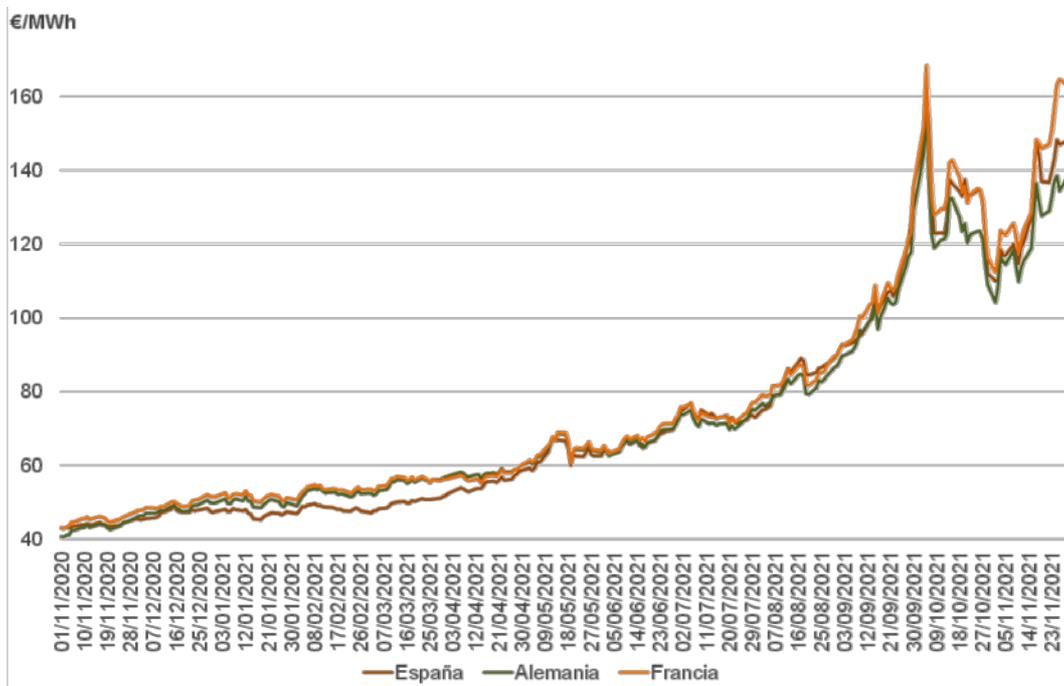
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2020 a 30 de noviembre de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2020 a 30 de noviembre de 2021



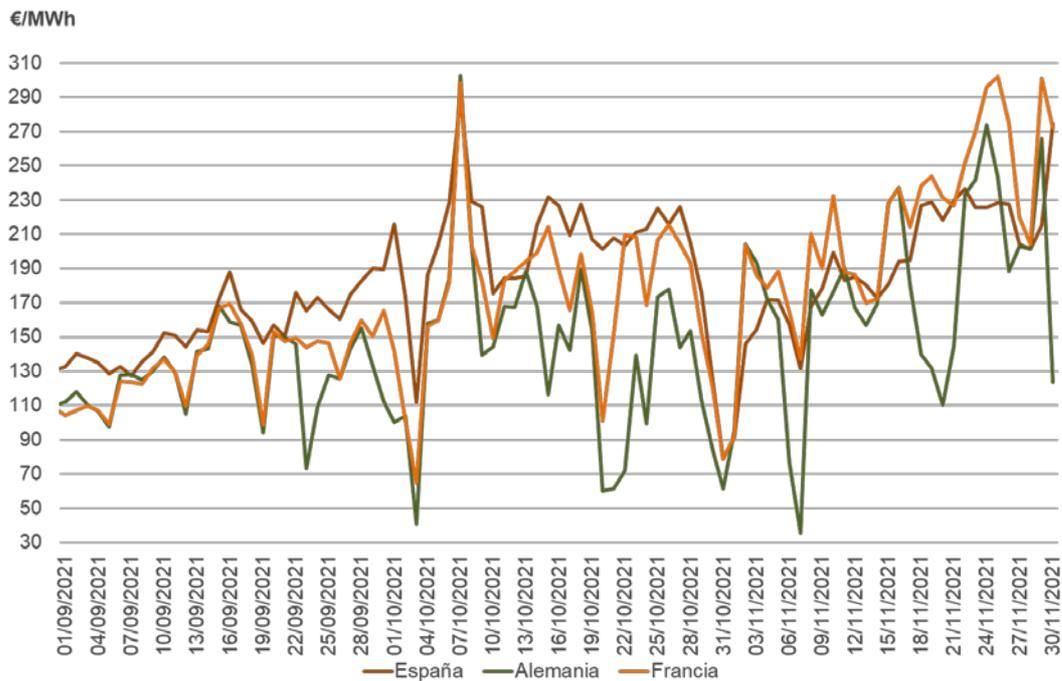
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	noviembre-21	octubre-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	193,43	199,90	-3,2%
Alemania	176,15	139,49	26,3%
Francia	217,06	172,45	25,9%

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 septiembre a 30 de noviembre 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: noviembre de 2019 a noviembre de 2021

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030
mar-21	251.836	36.542
abr-21	198.148	38.514
may-21	252.033	35.831
jun-21	225.724	32.211
jul-21	193.446	23.224
ago-21	205.555	23.832
sep-21	342.194	37.817
oct-21	311.978	37.880
nov-21	235.508	33.505

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

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

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de noviembre de 2019 a noviembre 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
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
nov-21	167,26	193,43	-26,17	151,25	176,15	-24,90	180,25	217,06	-36,81

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

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

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

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

	Cotizaciones en Nov.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-nov-21	Mín.	Máx.	29-oct-21	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	70,96	70,96	84,70	83,63	78,72	86,12	-15,2%
Brent entrega a un mes	70,57	70,57	84,78	84,38	79,28	86,40	-16,4%
Brent entrega a doce meses	65,98	65,98	76,45	75,67	72,83	77,91	-12,8%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	78,16	51,02	79,78	47,44	47,44	94,88	64,7%
Gas NBP entrega Q1-22	78,75	55,37	80,33	55,10	55,10	101,19	42,9%
Gas NBP entrega Q2-22	40,20	35,06	40,53	35,96	34,33	45,24	11,8%
Gas NBP entrega Q3-22	37,49	32,31	37,95	33,21	31,75	41,85	12,9%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	99,31	63,95	79,01	67,82	59,66	117,79	46,4%
PVB-ES a un mes	96,45	69,51	96,87	77,43	77,43	118,22	24,6%
PEG Spot	90,85	61,78	93,40	59,10	59,10	115,25	53,7%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Dec-21	111,10	111,10	162,00	131,15	131,15	259,25	-15,3%
Carbón ICE ARA Q1-22	106,00	106,00	151,50	118,32	118,32	233,72	-10,4%
Carbón ICE ARA YR-22	98,25	98,25	132,08	101,50	101,50	184,02	-3,2%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	75,37	56,94	69,91	58,71	54,55	64,72	28,4%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	75,73	57,29	70,22	59,08	54,92	65,16	28,2%

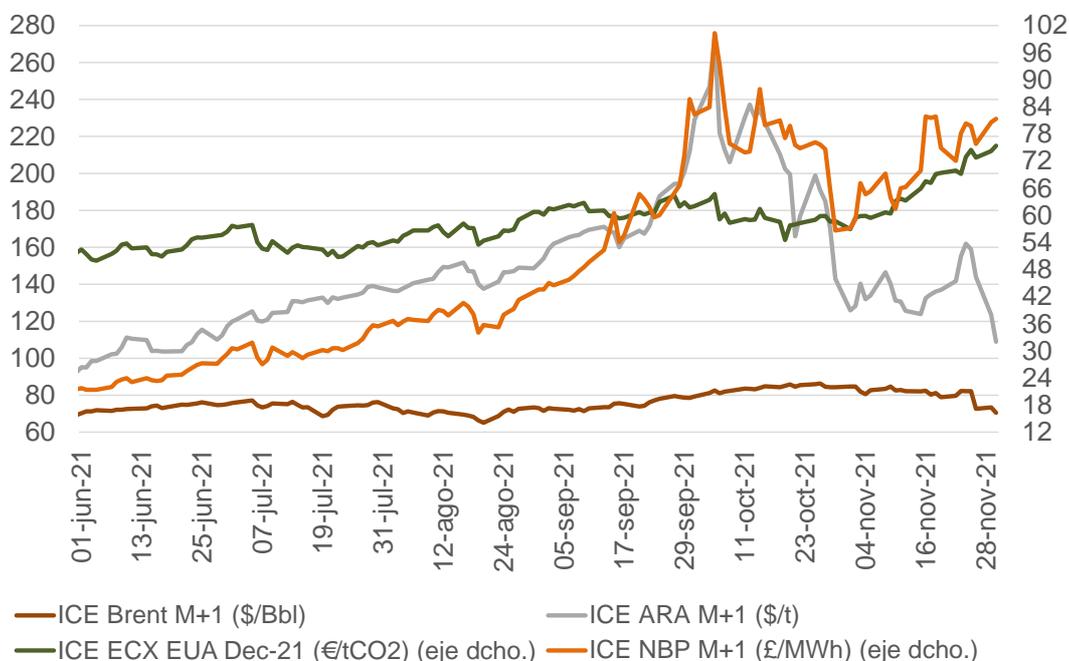
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 octubre a 29/10/2021 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2021.

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

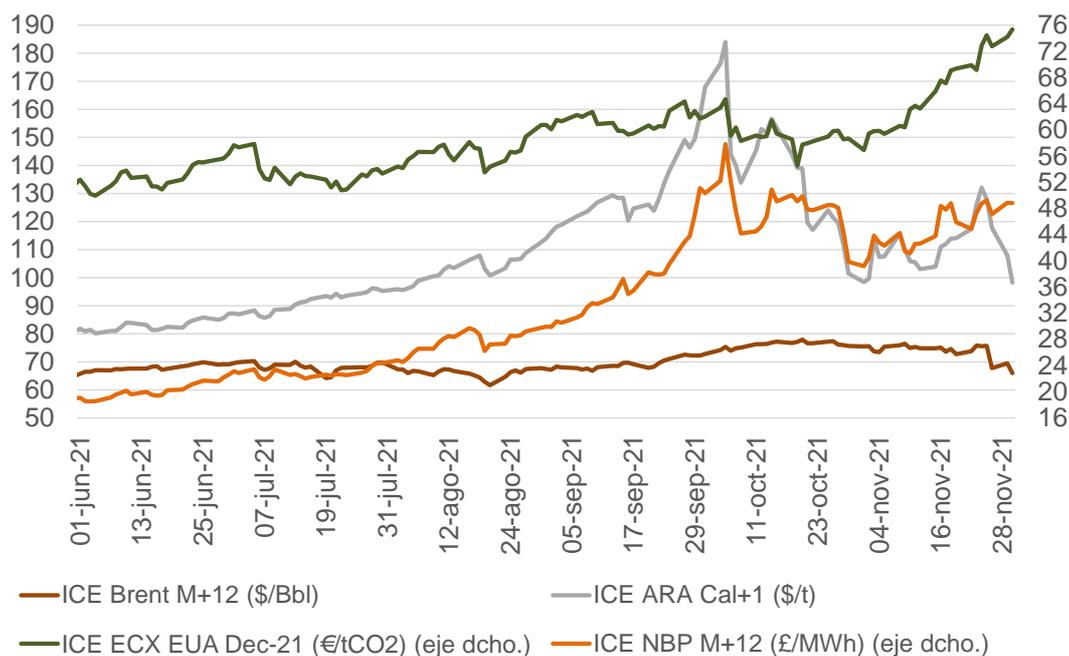
A cierre del mes de noviembre de 2021 (30 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de octubre, pasando de 1,16 \$/€ a 1,14 \$/€. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 30 de noviembre se depreció ligeramente respecto del cambio a cierre del mes de octubre, pasando de 0,84 £/€ a 0,85 £/€.

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de junio a 30 de noviembre de 2021



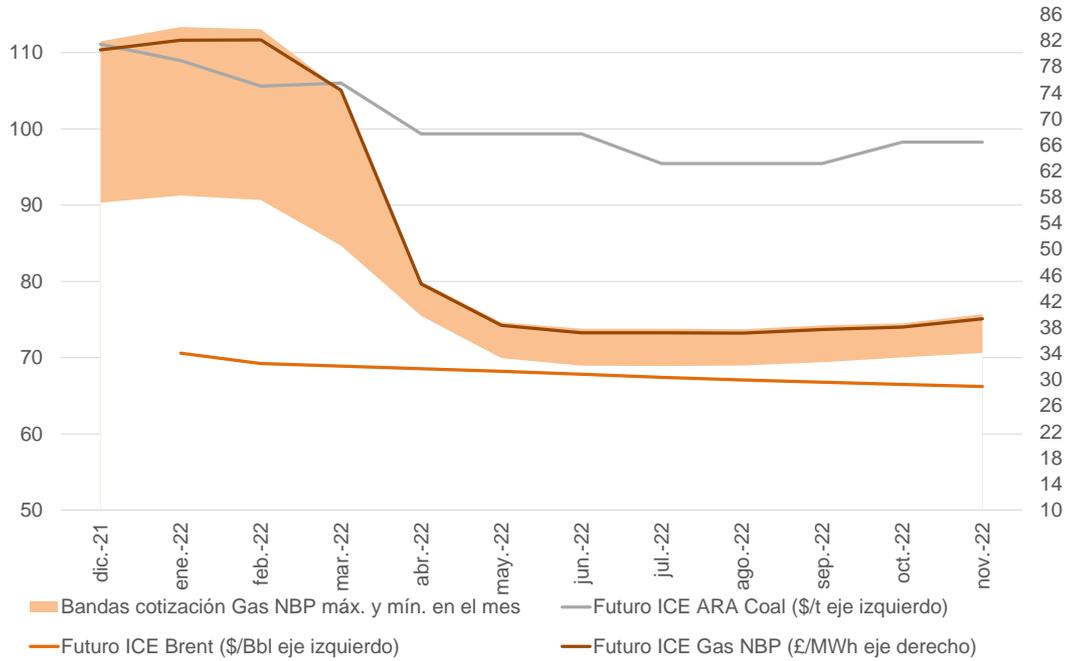
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 junio a 30 de noviembre de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de noviembre de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

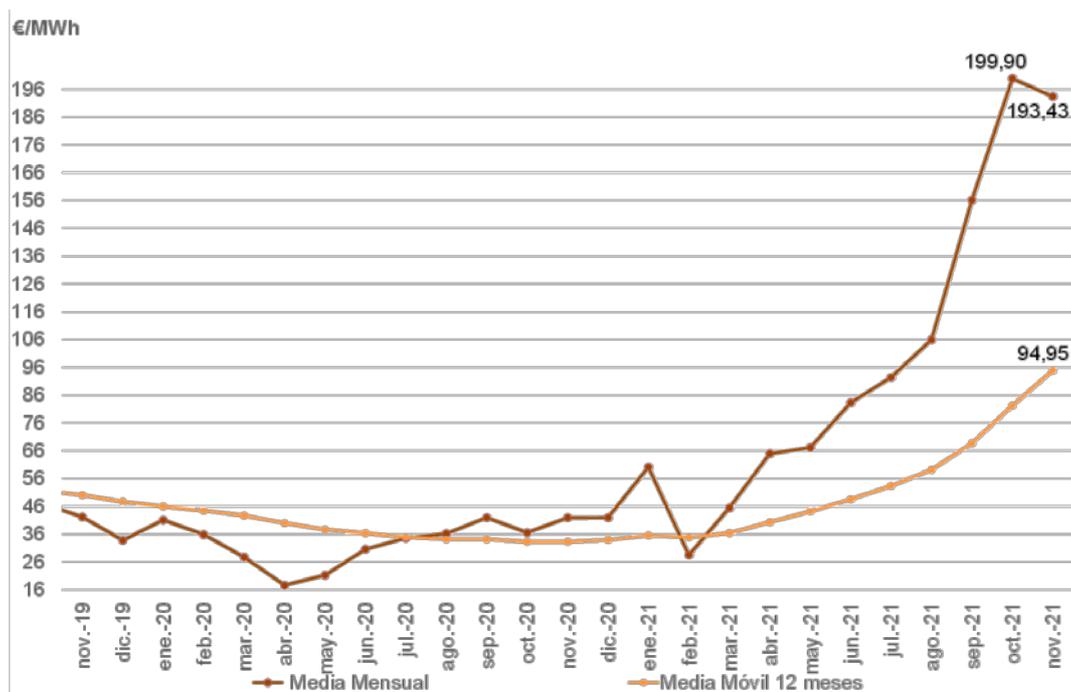
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

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]

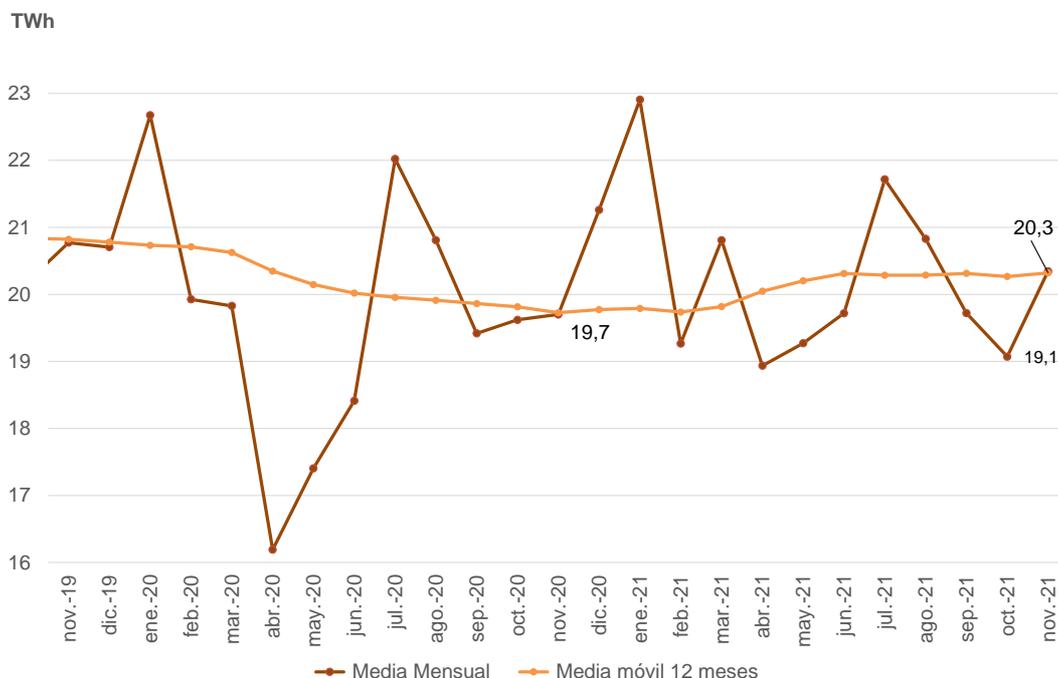
5.5. Análisis de los precios en España

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



Fuente: OMIE

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



Fuente: REE

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

	nov-21	oct-21	nov-20	% Var. nov-21 vs. oct-21	% Var. nov-21 vs. nov-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,35	1,20	2,67	12,1%	-49,5%	33,01	13,9%	29,31	13,2%
Nuclear	3,58	4,76	4,65	-24,8%	-23,1%	55,83	23,5%	50,20	22,6%
Carbón	3,58	4,76	0,34	-24,8%	950,1%	4,97	2,1%	20,74	9,3%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	5,78	3,81	3,19	51,8%	81,2%	38,39	16,2%	33,12	14,9%
Eólica	6,33	4,21	4,16	50,3%	52,3%	53,57	22,6%	52,51	23,6%
Solar fotovoltaica	1,31	1,72	0,80	-24,1%	64,5%	15,00	6,3%	19,31	8,7%
Solar térmica	0,19	0,29	0,12	-32,9%	56,1%	4,86	2,0%	4,81	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,45	0,20	0,41	128,1%	9,3%	4,63	2,0%	4,12	1,9%
Cogeneración	2,18	2,15	2,40	1,4%	-9,2%	27,38	11,5%	24,13	10,8%
Residuos	0,23	0,23	0,24	-1,3%	-2,9%	2,53	1,1%	2,59	1,2%
Total Generación	21,99	19,42	18,98	13,2%	15,9%	240,21	101,2%	224,74	101,0%
Consumo en bombeo	-0,27	-0,37	-0,29	-27,8%	-7,3%	-4,83	-2,0%	-4,05	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,03	-0,03	-0,10	-3,2%	-69,4%	-1,44	-0,6%	-0,84	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-1,33	0,02	1,11	-6122,7%	-219,5%	3,31	1,4%	2,72	1,2%
Total Demanda transporte	20,37	19,05	19,70	6,9%	3,4%	237,27	100,0%	222,59	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

