

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

IS/DE/003/21

24 de marzo de 2022

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 | 19 |
| 4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera | 24 |
| 5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España | 27 |
| 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 | 27 |
| 5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia | 31 |
| 5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂ | 32 |
| 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) | 35 |
| 5.5. Análisis de los precios spot en España | 35 |

1. Hechos relevantes

Ascenso en los precios de contado en los mercados europeos

En diciembre de 2021, el precio del mercado spot ascendió un 23,6%, situándose en 239,16 €/MWh frente a 193,43 €/MWh del mes anterior. En media, el incremento en diciembre fue de +45,73 €/MWh (-6,46 €/MWh en noviembre respecto a octubre y +43,75 €/MWh en octubre con respecto a septiembre; véase Gráfico 1).

La demanda eléctrica peninsular aumentó un 2,4% en diciembre respecto a la del mes anterior, mientras que disminuyó un 2% respecto a la de diciembre de 2020. En relación con la generación que fue necesaria despachar para cubrir la demanda, respecto al mes anterior, cabe señalar el descenso de la producción de los CCGTs (-20,9%) y el aumento de la producción renovable (+15,1%), nuclear (9,8%) y de carbón (9,8%).

En diciembre, los precios spot en Alemania y en Francia ascendieron un 25,5% (+44,91 €/MWh) y un 26,5% (+57,61 €/MWh), situándose en 221,06 €/MWh y en 274,67 €/MWh, respectivamente.

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

Durante el mes de diciembre, disminuyeron las cotizaciones de los contratos a más corto plazo de electricidad con subyacentes español, francés y alemán, mientras que aumentaron las cotizaciones de los contratos de más largo plazo analizados. Así, a cierre de mes de diciembre, disminuyeron las cotizaciones de los contratos mensuales ene-22 para todos los subyacentes, al igual que la cotización del contrato mensual feb-22 con subyacente español, aumentando el resto de las cotizaciones analizadas.

Para el subyacente español, la variación de las cotizaciones de los contratos a plazo osciló entre un descenso de 49,25 €/MWh para el contrato mensual ene-22 (209,75 €/MWh a cierre de diciembre) y un ascenso de 59,05 €/MWh para el contrato anual YR-22 (213,70 €/MWh a cierre de cotización de este producto). Para el subyacente alemán, las cotizaciones de dichos contratos a plazo se movieron entre un descenso de 16,97 €/MWh para el contrato mensual ene-22 (221,44 €/MWh a cierre de diciembre) y un ascenso de 78,70 €/MWh para el contrato anual YR-22 (219,88 €/MWh a cierre de mes). En el caso de los contratos equivalentes con subyacente francés, al igual que para el resto de los mercados, el contrato mensual ene-22 descendió en 98,44 €/MWh (272,50 €/MWh a cierre del mes de diciembre), mientras que el contrato mensual con liquidación en

febrero de 2022 registró el mayor ascenso (+100,53 €/MWh; 445,54 €/MWh a cierre de diciembre) (ver Cuadro 5).

A 31 de diciembre de 2021, la cotización del contrato YR-22 con subyacente español (213,70 €/MWh) se mantuvo por debajo tanto de la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (-6,18 €/MWh; situándose en 219,88 €/MWh, a 29 de diciembre) como de la cotización del contrato equivalente con subyacente francés (-35,84 €/MWh; situándose en 249,54 €/MWh, a 29 de diciembre).

Ascenso de los volúmenes negociados en el mercado organizado de EEX y en el mercado OTC

En el mes de diciembre de 2021, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,9 TWh, un 48,5% superior al volumen negociado el mes anterior (12 TWh), y un 12,5% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (20,4 TWh). El volumen en el mercado OTC ascendió en el mes de diciembre un 56,4%, pasando de 10,6 TWh en noviembre a 16,6 TWh, y en el mercado organizado de EEX ascendió un 35,2%, pasando de 0,76 TWh en noviembre a 1 TWh en diciembre. A pesar del incremento del volumen negociado, la negociación en OMIP descendió en diciembre (-69,2%), pasando de 0,6 TWh en el mes anterior a 0,2 TWh. El porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 6,8%; 1,2 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue inferior en diciembre de 2021 que en el mes anterior (11,6%; 1,4 TWh), por el descenso de la negociación en OMIP (ver Cuadro 2).

Cabe señalar que también se produjo un ascenso de la liquidez en los mercados a plazo de electricidad con subyacente alemán y francés (18,5% y 107,9%, respectivamente) (ver Cuadro 7).

Como referencia de la liquidez en el mercado a plazo español, cabe mencionar que el volumen negociado en diciembre de 2021 (17,9 TWh) representó el 85,7% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh); inferior al porcentaje (96,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el mismo mes del año anterior (20,4 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho mes (21,3 TWh)¹.

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).

En el conjunto del año 2021, el volumen total negociado en los mercados a plazo (233,8 TWh) representó el 96% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (243,4 TWh), inferior al porcentaje que representó la negociación sobre la demanda en el año 2020 (99%).

En diciembre de 2021, la negociación se repartió entre los contratos con vencimiento en enero de 2022, con un volumen de 7,9 TWh (el 44,2% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en febrero y marzo de 2022, con un volumen de 0,7 TWh (el 3,7% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en los últimos tres trimestres del año 2022, con 4 TWh negociados (el 22,5% del volumen total negociado), los contratos con liquidación en el año 2023, cuyo volumen se situó en 3,2 TWh (el 18% del volumen total negociado) y los contratos con liquidación en el año 2024 y siguientes, cuyo volumen ascendió a 2,1 TWh (el 11,6% del volumen total negociado en diciembre) (ver Gráfico 11). Cabe señalar que la liquidez de los contratos con liquidación inferior al mes continúa siendo baja (ver Cuadro 3 y Gráfico 10).

Cabe señalar que no se aprecia en diciembre de 2021 un incremento en valor absoluto de la liquidez de los contratos anuales con liquidación en 2022 respecto a la negociación en diciembre de 2020 de los contratos anuales con liquidación en 2021 (ver Cuadro 4), 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 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. No obstante, en relación con la negociación de productos anuales, sí se aprecia un mayor porcentaje del volumen negociado sobre el contrato YR+1 en diciembre de 2021 respecto al mismo mes del año anterior.

Incremento en la liquidación financiera de los contratos a plazo con vencimiento en diciembre de 2021

Hasta el 31 de diciembre, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2021 se situó en torno a 21.028 GWh, un 7,5% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en noviembre de 2021 (19.554 GWh), y un 5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2020 (22.132 GWh) (ver Gráfico 12).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2021, el 99,4% (20.905 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-21, trimestral Q4-21 y anual 2021), mientras que el 0,6% restante (124 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 diciembre de 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2021 (21.028 GWh) ascendería a 1.808,8 millones de €³, un 3,4% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2021 (1.748,6 millones de €) (ver Gráfico 18, en el que se aprecia el aumento en el volumen económico negociado producido por el incremento de las cotizaciones a plazo).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en diciembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 94,08 €/MWh, inferior en 84,88 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 (178,95 €/MWh).

Descenso de los precios spot y de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas con vencimiento más próximo en los mercados europeos

En el mes de diciembre, en un cambio de tendencia, descendieron el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo de gas en los mercados europeos, debido a las suaves temperaturas, la estabilidad del flujo de gas desde noruega y la previsión de mayor llegada de GNL a Europa. Por el contrario, los contratos para el Q2-22 y el año 2022 mantuvieron una tendencia alcista, ante la incertidumbre del flujo de gas desde Rusia a los mercados europeos y el bajo nivel de llenado de los almacenamientos (al 56,5% de su capacidad a 27 de diciembre, lo que supone alrededor de 20 puntos porcentuales por debajo del nivel de hace un año).

Asimismo, aumentó el precio de los derechos de emisión de CO₂, que se situó (a 31 de diciembre) en torno a 81 €/tCO₂ (76 €/tCO₂ a 30 de noviembre), soportado por el aumento de las cotizaciones a plazo del gas y del carbón.

Al contrario que en los meses anteriores, la tendencia de las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ICE ARA) fue ascendente. Así, el precio del contrato con entrega en ene-22 ascendió un 7,8% (117,40 \$/t a 31 de diciembre), y los precios de los contratos Q1-22 y Cal-22 ascendieron un 5,8% y un 1% respectivamente, situándose, a cierre del mes de diciembre, en 112,20 \$/t y 99,27 \$/t.

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.

Por su parte, el precio del petróleo Brent evolucionó al alza afectado por una demanda mayor de la prevista (el impacto de la variante Ómicron en la actividad económica fue menor de lo esperado), con la consecuente caída de inventarios de crudo en EE.UU. Así, a 31 de diciembre, las referencias del Brent spot y con entrega a uno y doce meses vista, ascendieron en relación con las del 30 de noviembre (8,5%, 10,2%, y 9,8%), situándose, respectivamente, en 77,02 \$/Bbl, 77,78 \$/Bbl y 72,45 \$/Bbl.

A 20 de diciembre, la cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. A 31 de diciembre, la cotización del JKM M+1 disminuyó un 15%, hasta 91,87 €/MWh, respecto a la de 30 de noviembre (107,93 €/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 DICIEMBRE DE 2021 | | | | MES DE NOVIEMBRE DE 2021 | | | | % Δ Últ. Cotiz. dic-21 vs. nov-21 |
|--------------|--------------------------|------------------|------------------|--------|--------------------------|------------------|------------------|--------|--|
| | Última cotización | Precio máximo | Precio mínimo | Media | Última cotización | Precio máximo | Precio mínimo | Media | |
| FTB M Jan-22 | 209,75 | 408,00 | 209,75 | 289,22 | 259,00 | 259,00 | 169,00 | 210,17 | -19,0% |
| FTB M Feb-22 | 218,75 | 427,50 | 218,75 | 291,50 | 260,56 | 260,56 | 145,47 | 203,88 | -16,0% |
| FTB M Mar-22 | 188,75 | 392,95 | 188,75 | 254,07 | 202,38 | 220,00 | 131,64 | 172,94 | -6,7% |
| FTB Q1-22 | 248,30 (*) | 405,00 | 223,00 | 283,49 | 240,00 | 240,00 | 151,55 | 195,40 | 3,5% |
| FTB Q2-22 | 180,94 | 274,50 | 125,00 | 183,49 | 127,84 | 127,84 | 94,35 | 110,17 | 41,5% |
| FTB Q3-22 | 183,46 | 277,00 | 123,12 | 184,17 | 125,80 | 128,52 | 93,33 | 109,13 | 45,8% |
| FTB Q4-22 | 188,21 | 278,00 | 124,00 | 189,56 | 126,57 | 126,57 | 98,05 | 109,69 | 48,7% |
| FTB YR-22 | 213,70 (*) | 307,19 | 150,75 | 209,59 | 154,65 | 154,65 | 110,00 | 130,79 | 38,2% |
| FTB YR-23 | 95,18 | 122,00 | 77,13 | 93,49 | 79,70 | 80,50 | 67,50 | 74,67 | 19,4% |

(*) Cotización a 29 de diciembre

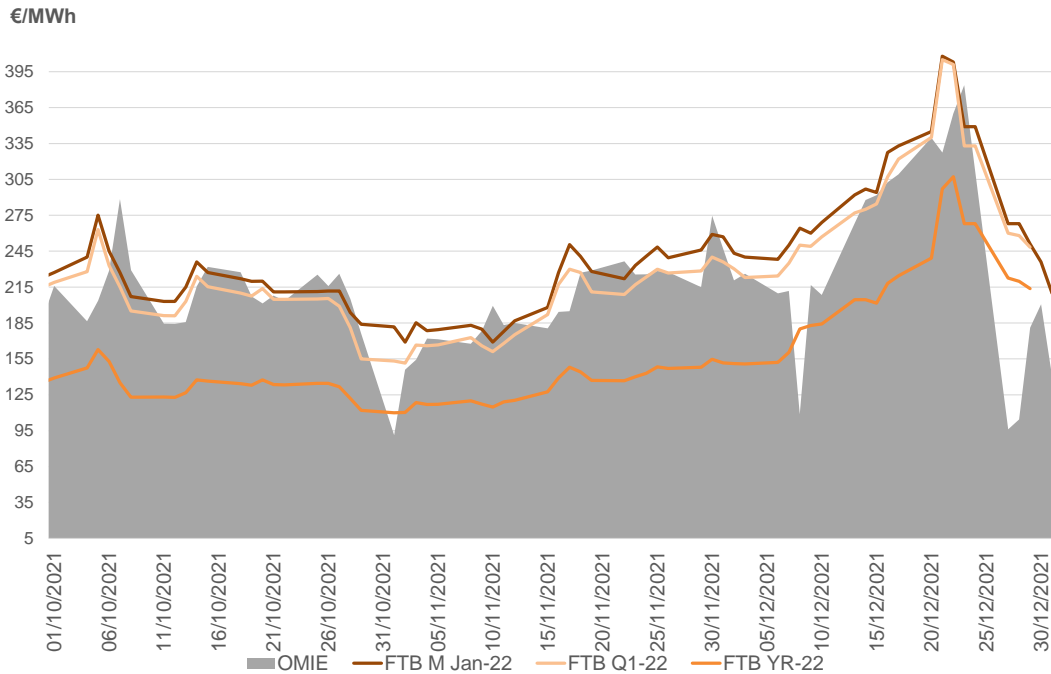
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2021 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2021.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

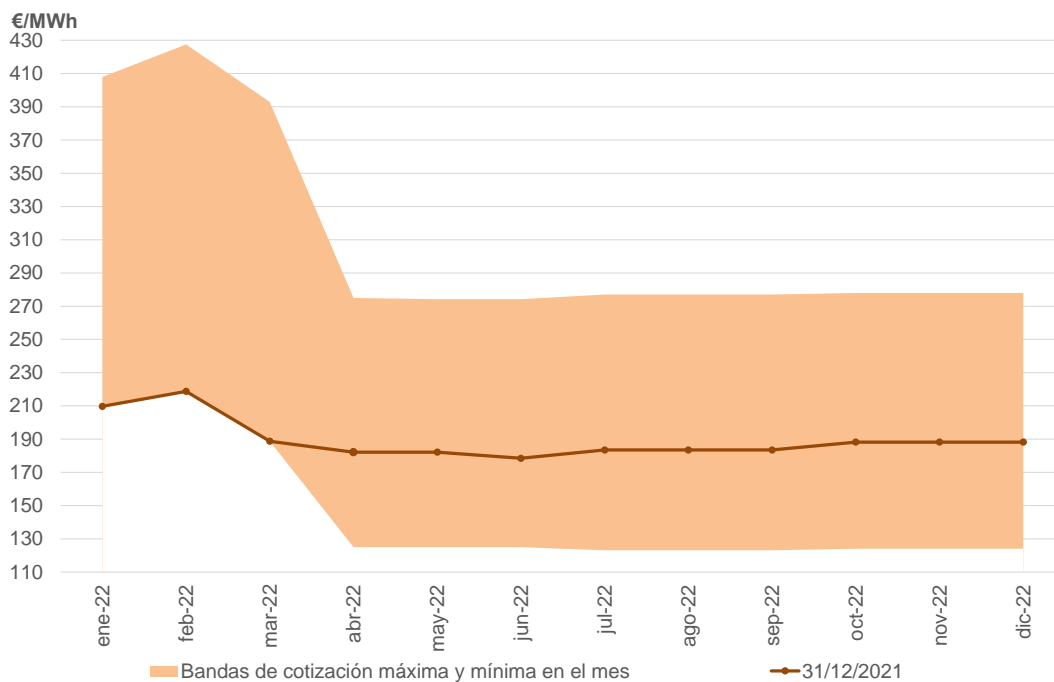
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2021



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

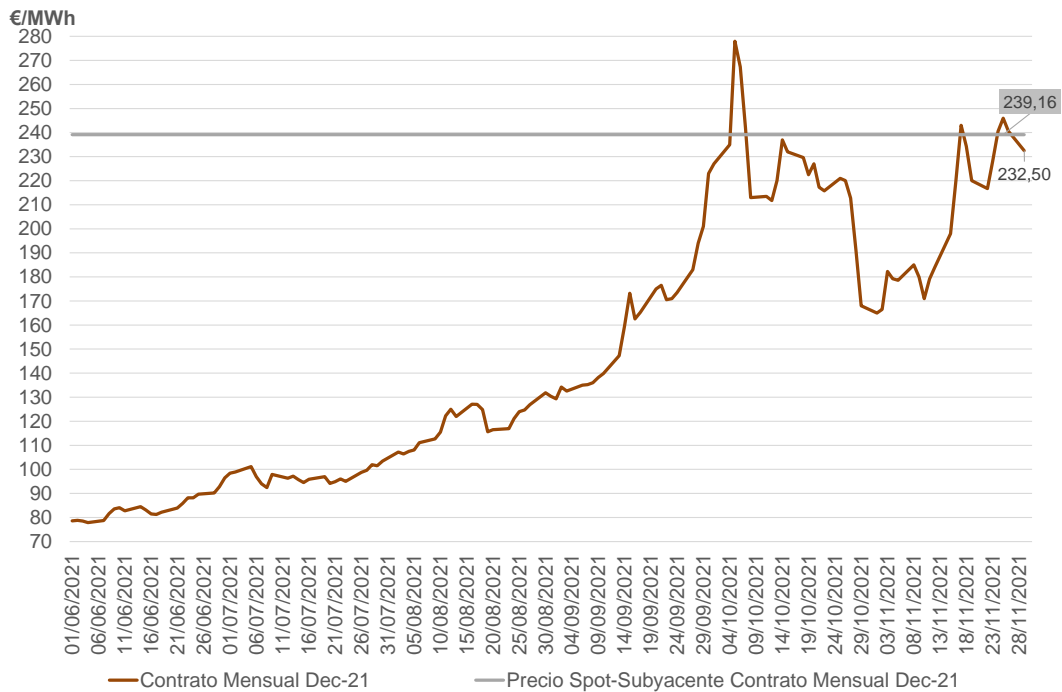
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

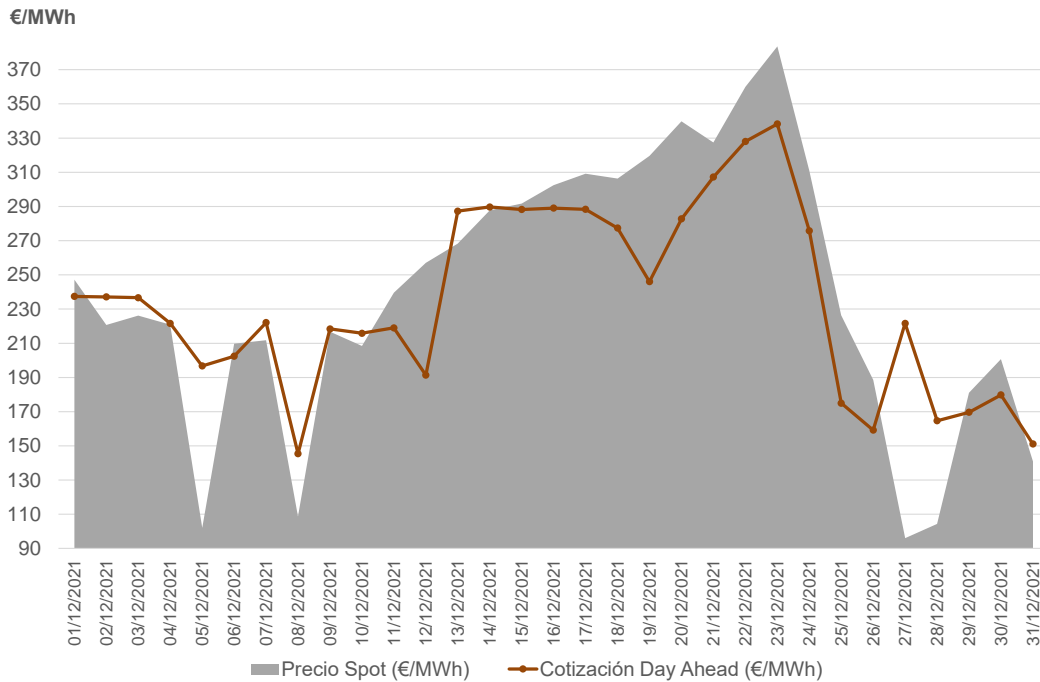
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de junio al 30 de noviembre de 2021



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: diciembre de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 234,30 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴): 239,17 €/MWh.

Prima de riesgo en diciembre de los contratos *day-ahead*: -4,87 €/MWh.

⁴ 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 diciembre 2021 | Mes anterior noviembre 2021 | % Variación | Total 2021 | Total 2020 | 2021 (%) | 2020 (%) |
|--|---------------------------|-----------------------------|--------------|----------------|----------------|---------------|---------------|
| OMIP | 195 | 633 | -69,2% | 9.769 | 8.632 | 4,2% | 3,7% |
| EEX | 1.025 | 758 | 35,2% | 9.640 | 7.536 | 4,1% | 3,2% |
| OTC | 16.643 | 10.641 | 56,4% | 214.388 | 218.815 | 91,7% | 93,1% |
| OTC registrado y compensado**: | 17.389 | 11.913 | 46,0% | 226.587 | 228.065 | 96,9% | 97,1% |
| <i>OMIClear</i> | 744 | 718 | 3,6% | 20.220 | 18.447 | 8,6% | 7,9% |
| <i>BME Clearing</i> | 3.345 | 1.511 | 121,3% | 26.594 | 27.772 | 11,4% | 11,8% |
| <i>European Commodity Clearing (ECC)</i> | 13.300 | 9.684 | 37,3% | 179.773 | 181.845 | 76,9% | 77,4% |
| Total (OMIP, EEX y OTC) | 17.863 | 12.032 | 48,5% | 233.797 | 234.983 | 100,0% | 100,0% |

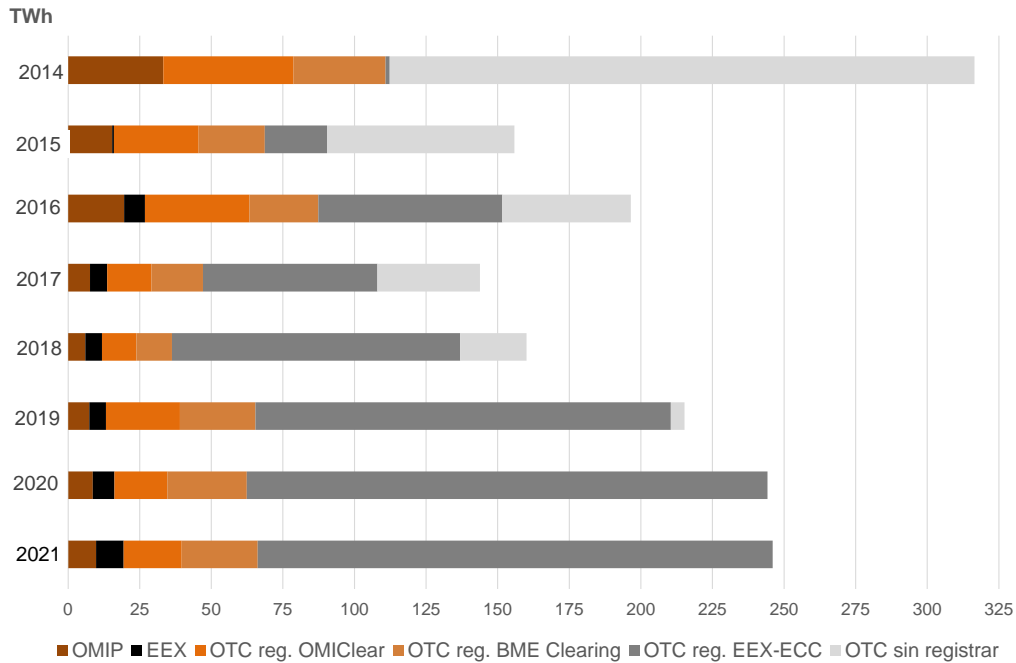
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

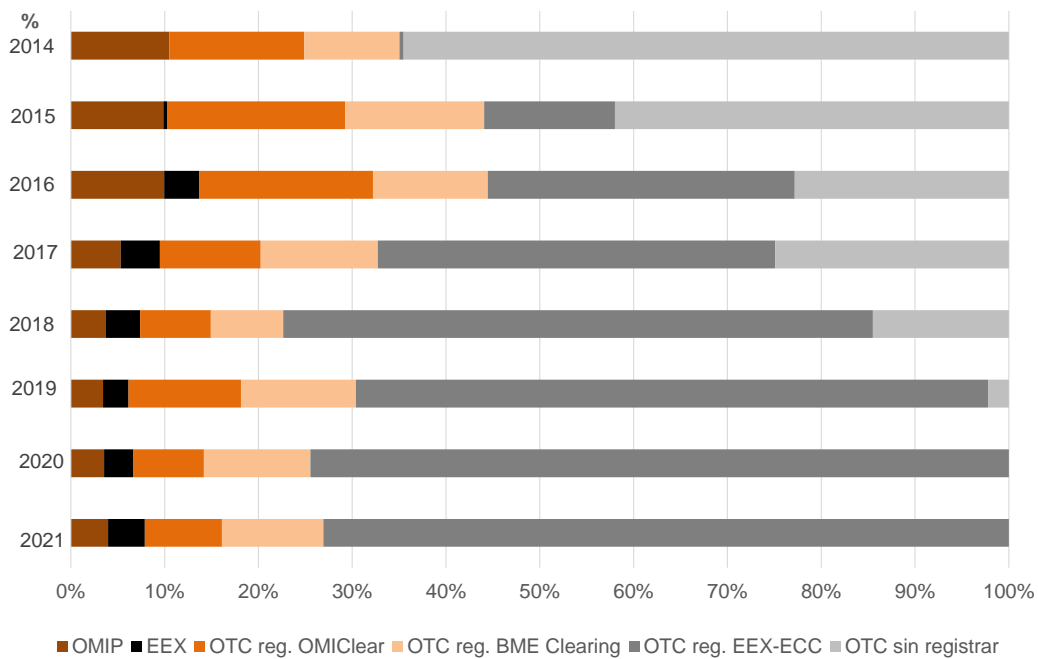
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



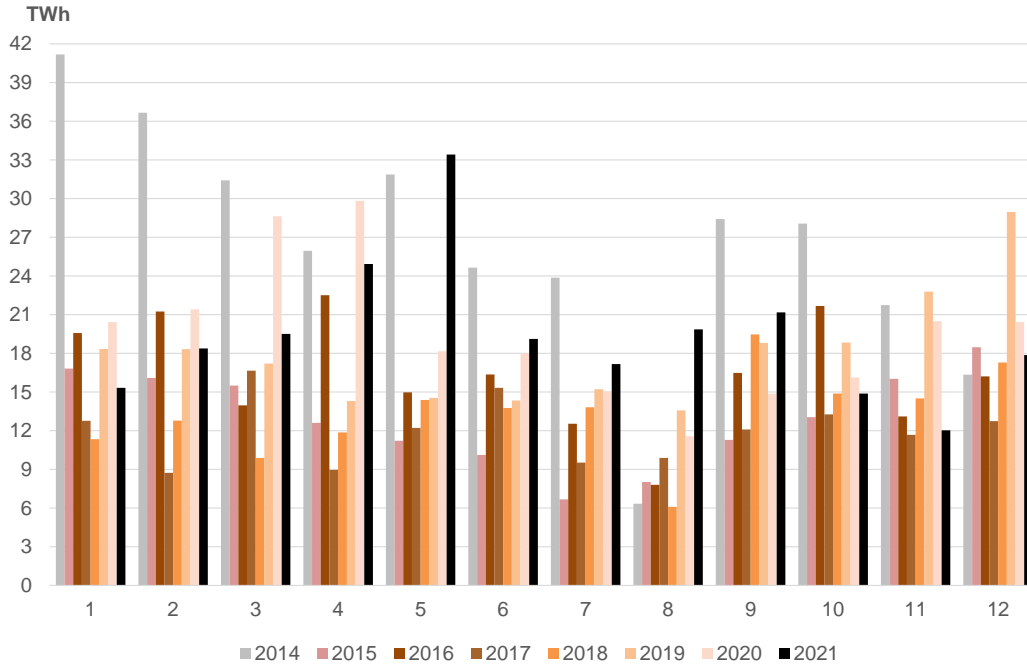
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



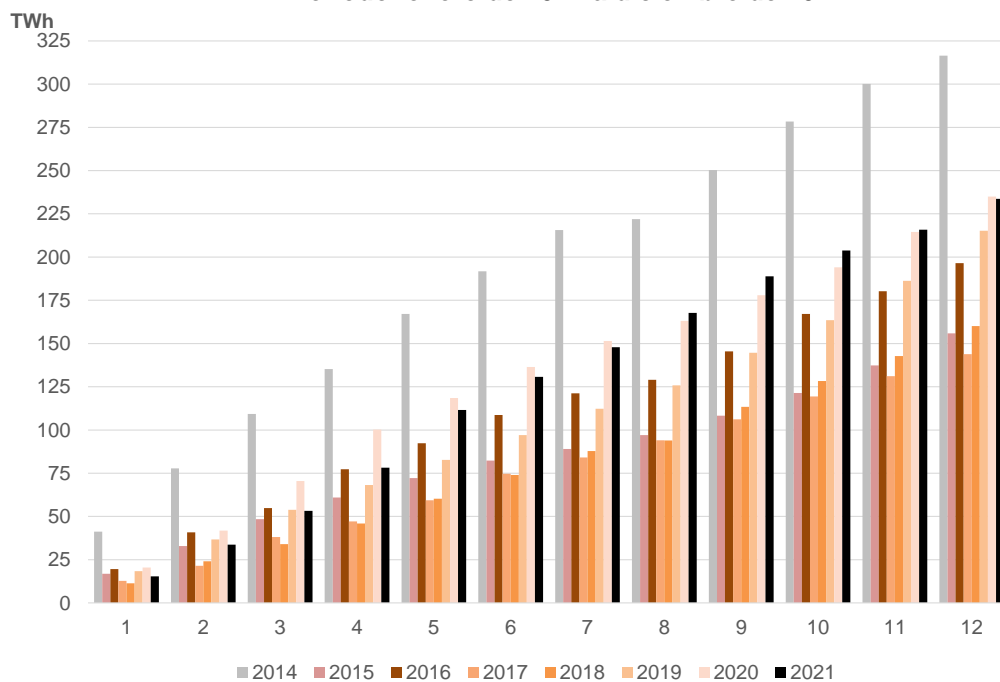
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2014 a diciembre 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 diciembre 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 diciembre-21 | Mes anterior noviembre-21 | % Variación | Total 2021 | % Acumulado 2021 | Total 2020 | % Total 2020 |
|--------------------------|-------------------------|---------------------------|--------------|----------------|------------------|----------------|--------------|
| Diario | 54 | 66 | -17,9% | 1.696 | 26,3% | 3.464 | 32,2% |
| Fin de semana | 13 | 31 | -56,9% | 811 | 12,6% | 768 | 7,1% |
| Semana | 56 | 15 | 262,0% | 3.931 | 61,1% | 6.539 | 60,7% |
| Total Corto Plazo | 124 | 113 | 9,6% | 6.438 | 2,8% | 10.770 | 4,6% |
| Mensual | 1.976 | 1.641 | 20,4% | 32.489 | 14,3% | 40.310 | 18,0% |
| Trimestral | 6.037 | 3.005 | 100,9% | 84.626 | 37,2% | 83.520 | 37,3% |
| Anual | 9.726 | 7.272 | 33,7% | 110.244 | 48,5% | 100.383 | 44,8% |
| Total Largo Plazo | 17.739 | 11.919 | 48,8% | 227.359 | 97,2% | 224.213 | 95,4% |
| Total | 17.863 | 12.032 | 48,5% | 233.797 | 100,0% | 234.983 | 100% |

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

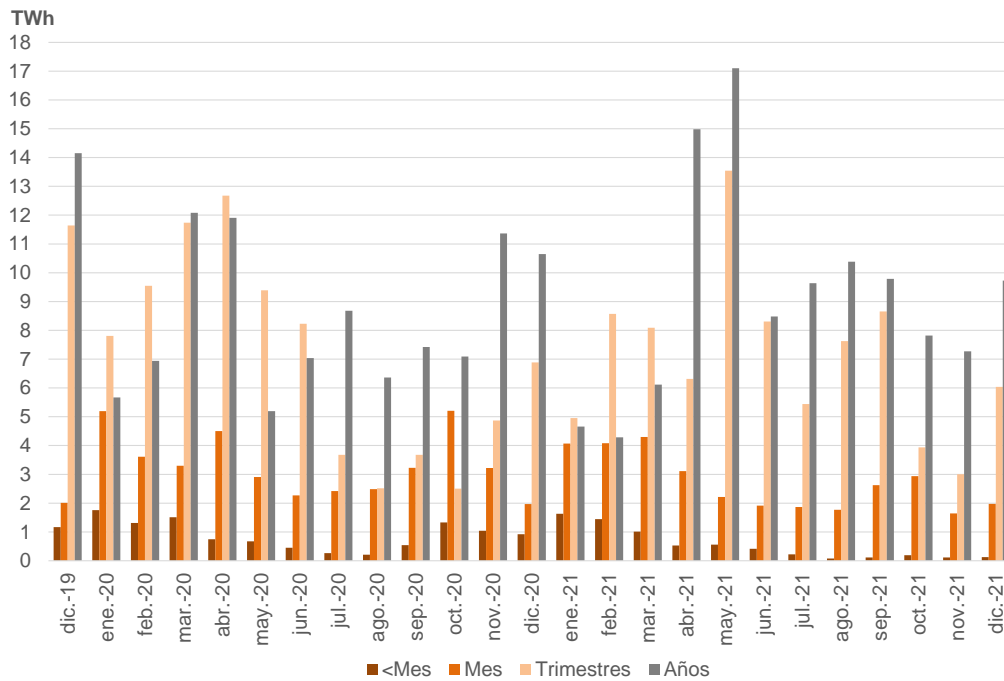
Cuadro 4. Volumen negociado por tipo de contratos anuales en los mercados OTC, OMIP y EEX con subyacente precio de contado en España. 2019-2021 (GWh)

| Contrato anual | dic-21 | % Total | dic-20 | % Total | dic-19 | % Total |
|----------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Cal+1 | 4.634 | 47,6% | 6.732 | 31,6% | 9.987 | 70,6% |
| Cal+2 | 3.013 | 31,0% | 3.723 | 17,5% | 2.453 | 17,3% |
| Cal+3 | 799 | 8,2% | 140 | 0,7% | 622 | 4,4% |
| Cal+4 | 753 | 7,7% | 18 | 0,1% | 473 | 3,3% |
| Cal+5 | 307 | 3,2% | 9 | 0,0% | 518 | 3,7% |
| Cal+6 | 44 | 0,5% | 9 | 0,0% | 35 | 0,2% |
| Cal+7 | 44 | 0,5% | 9 | 0,0% | 35 | 0,2% |
| Cal+8 | 44 | 0,5% | 9 | 0,0% | 9 | 0,1% |
| Cal+9 | 44 | 0,5% | 10.648 | 50,0% | 9 | 0,1% |
| Cal+10 | 44 | 0,5% | 0 | 0,0% | 9 | 0,1% |
| Total | 9.726 | 100,0% | 21.296 | 100,0% | 14.150 | 100,0% |

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: diciembre de 2019 a diciembre de 2021

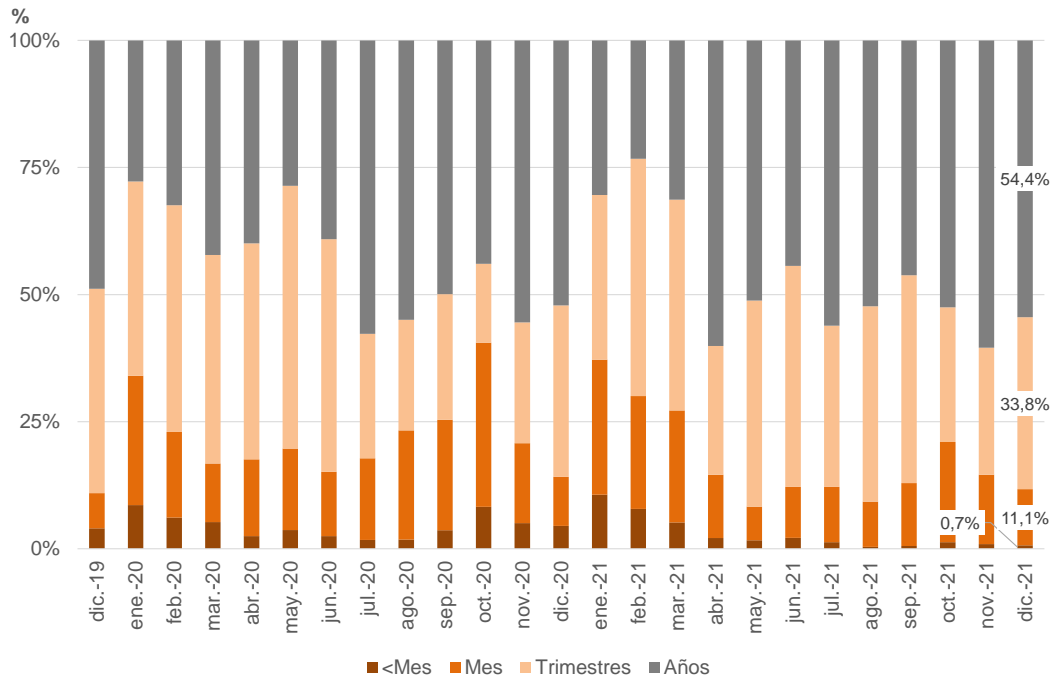


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

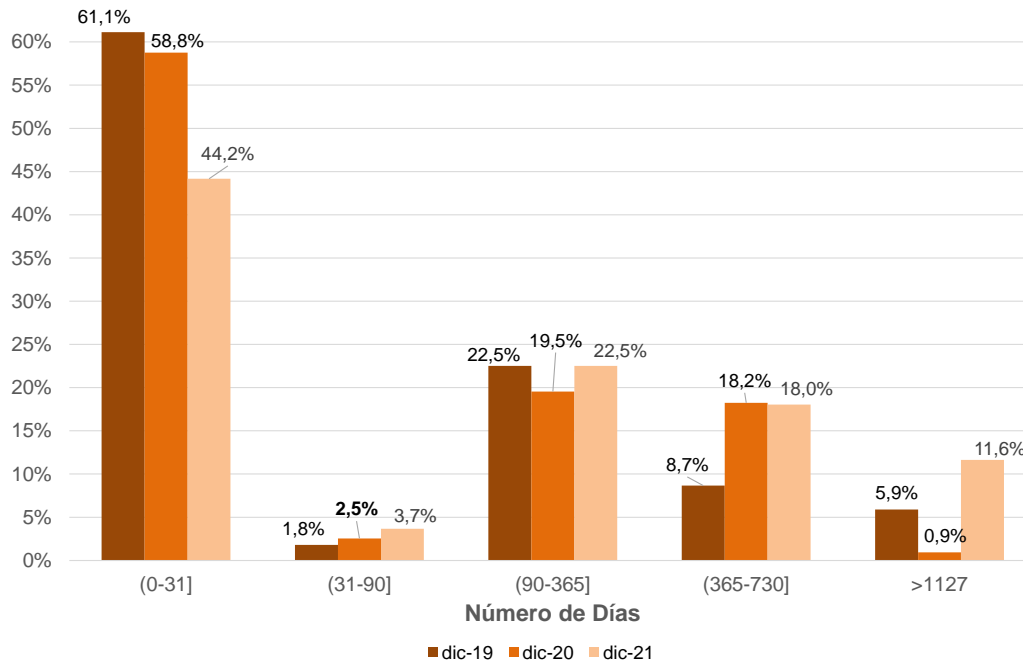
Periodo: diciembre 2019 a diciembre de 2021



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

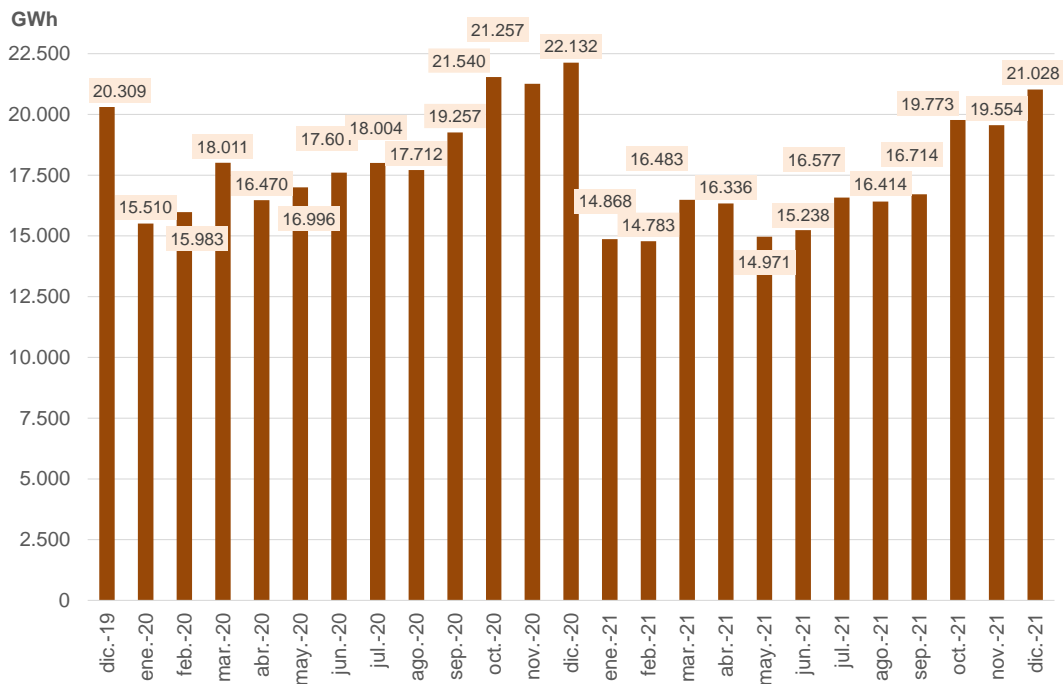
Gráfico 11. Energía negociada en diciembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

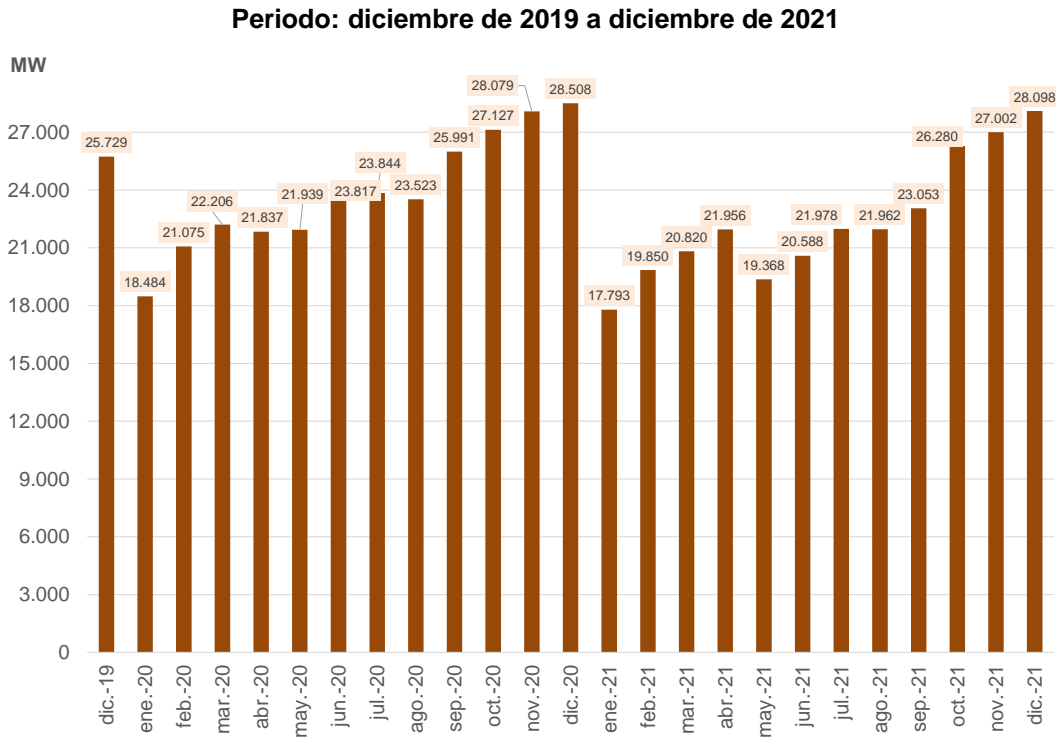
Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: diciembre de 2019 a diciembre de 2021 ⁵



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

⁵ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de diciembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2021: mensual diciembre-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 diciembre 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



* 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.

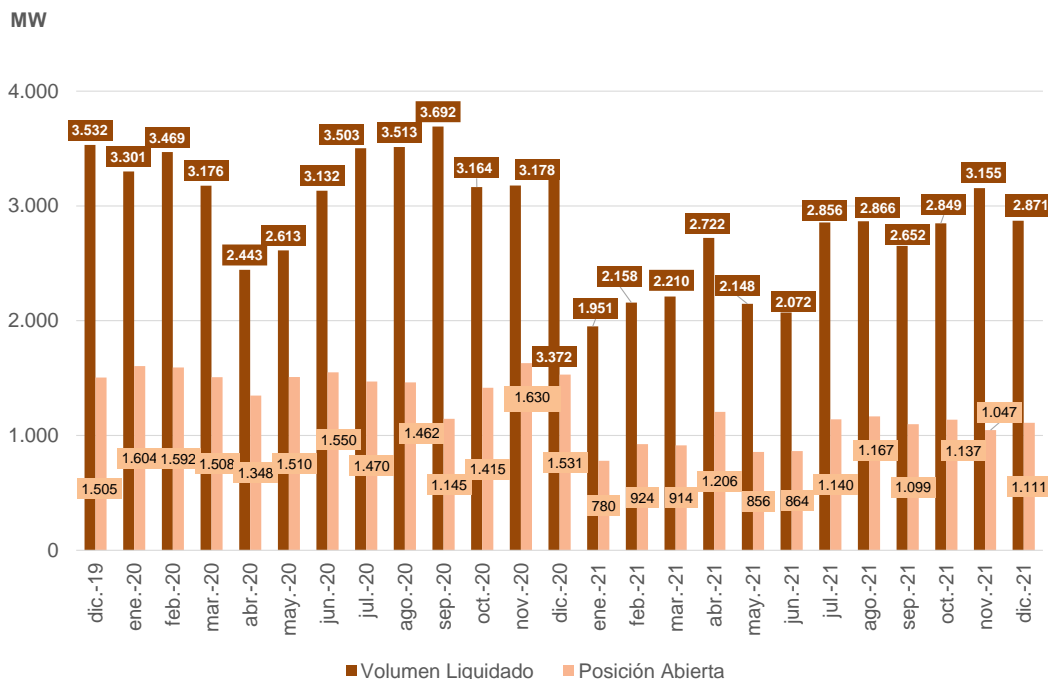
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de diciembre de 2021 (28.098MW) representó el 100,3% de la demanda horaria media de dicho mes (28.019 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁶ *

Periodo: diciembre de 2019 a diciembre de 2021



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

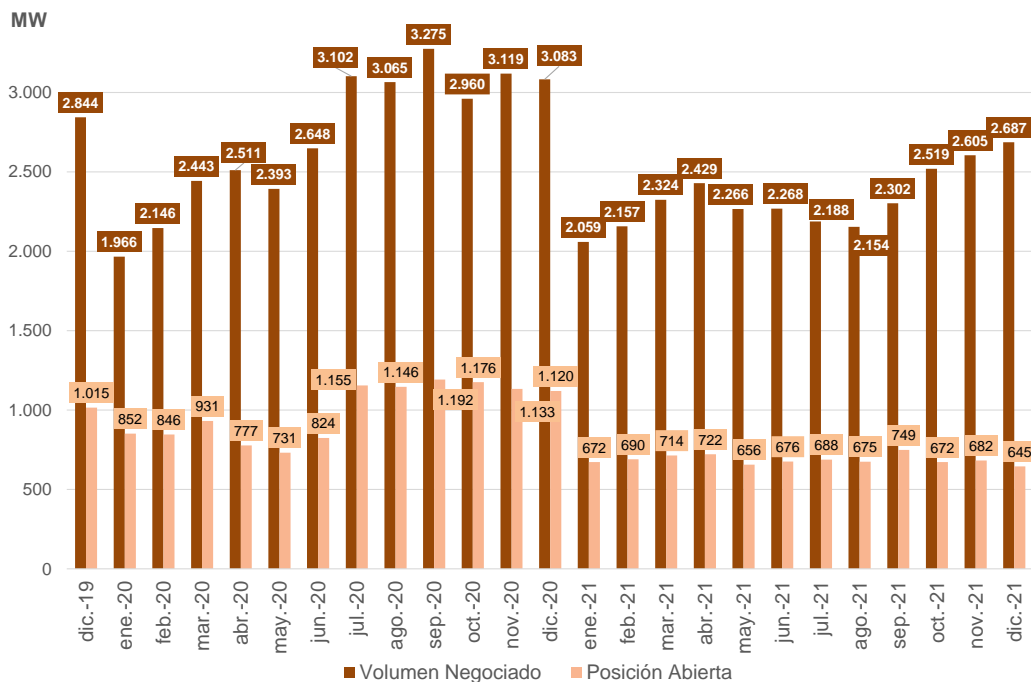
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁶ 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^{7*}

Periodo: diciembre de 2019 a diciembre 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.

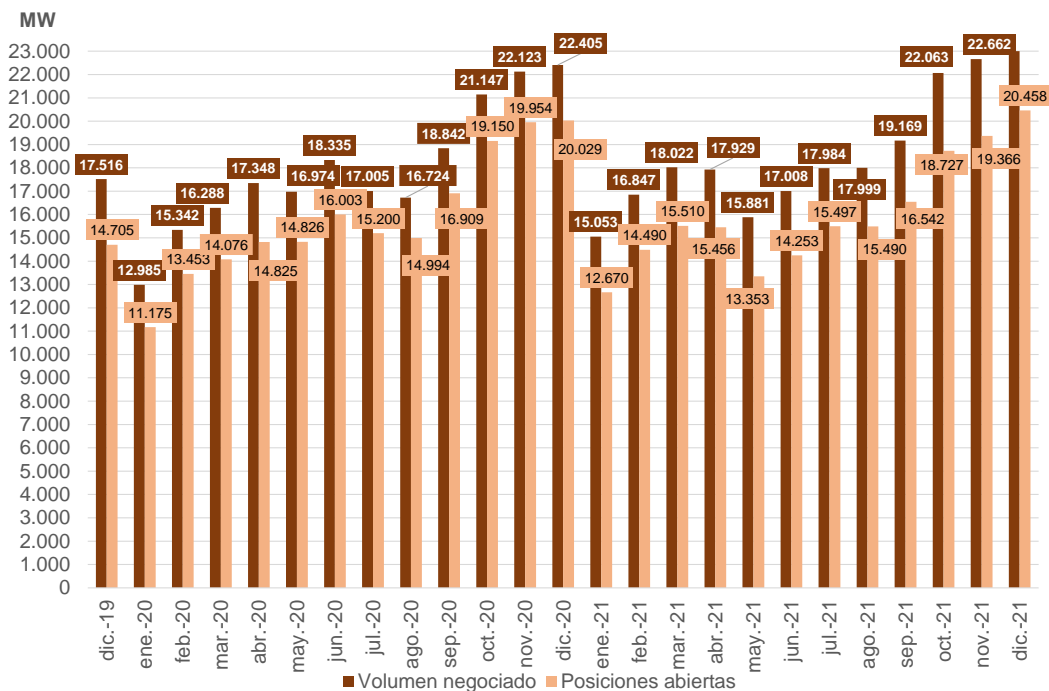
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁷ 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 abierta⁸ en European Commodity Clearing⁹

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{10*}

Periodo: diciembre de 2019 a diciembre 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

⁸ 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.

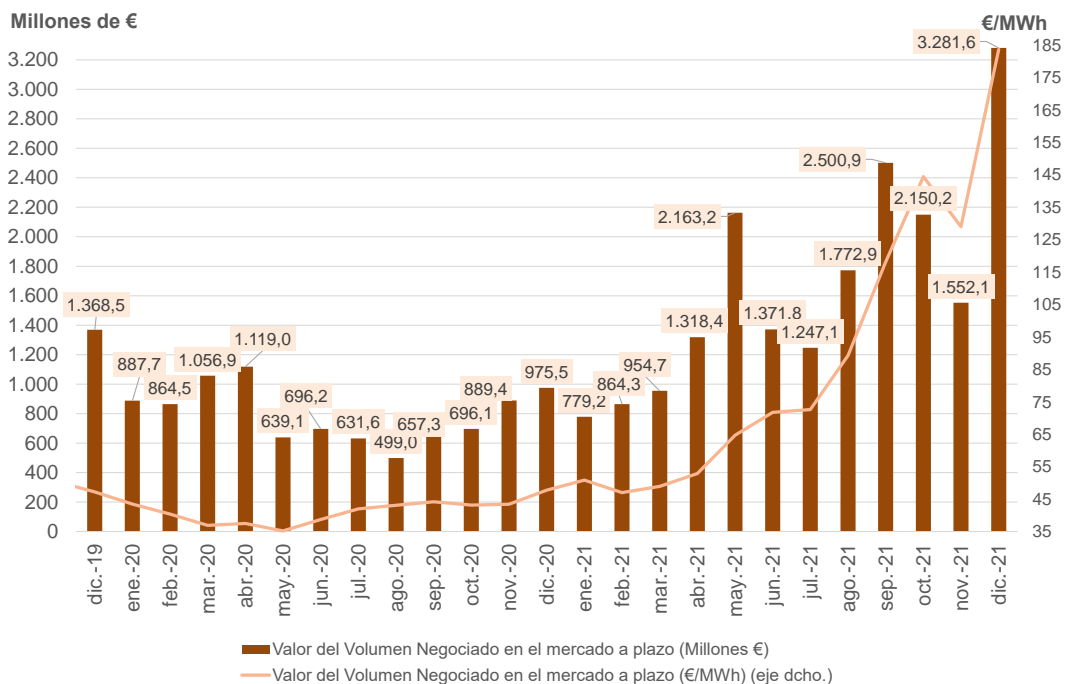
⁹ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹⁰ 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: diciembre de 2019 a diciembre de 2021

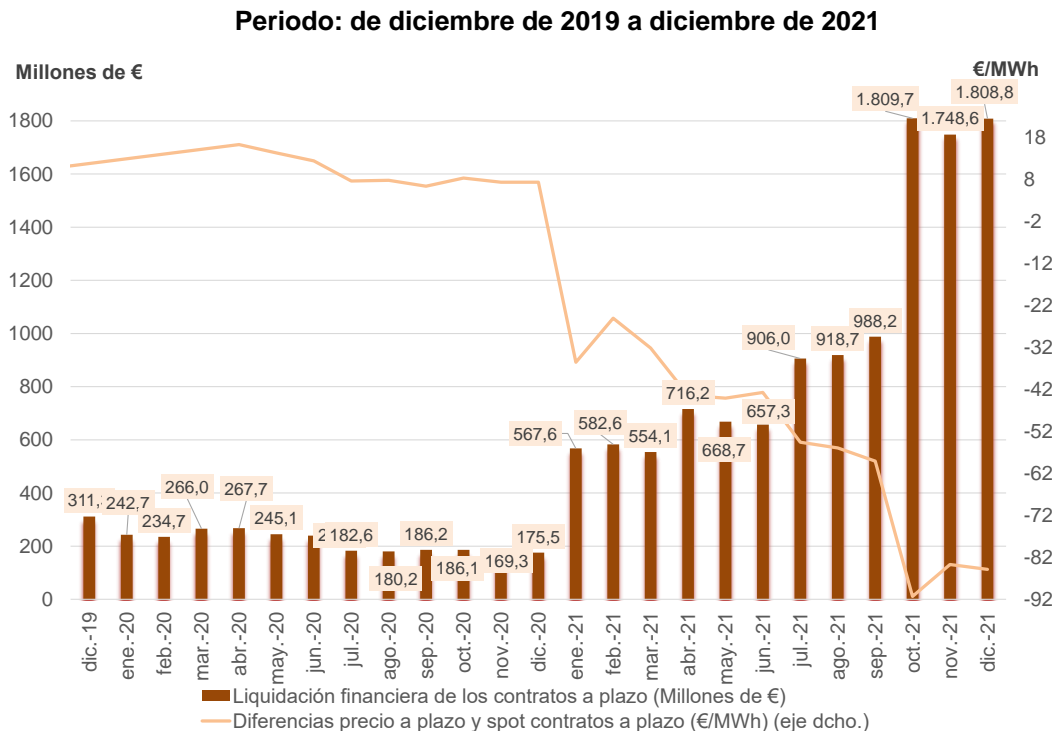


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en diciembre de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 17,9 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en diciembre de 2021: 183,71 €/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 diciembre de 2021.

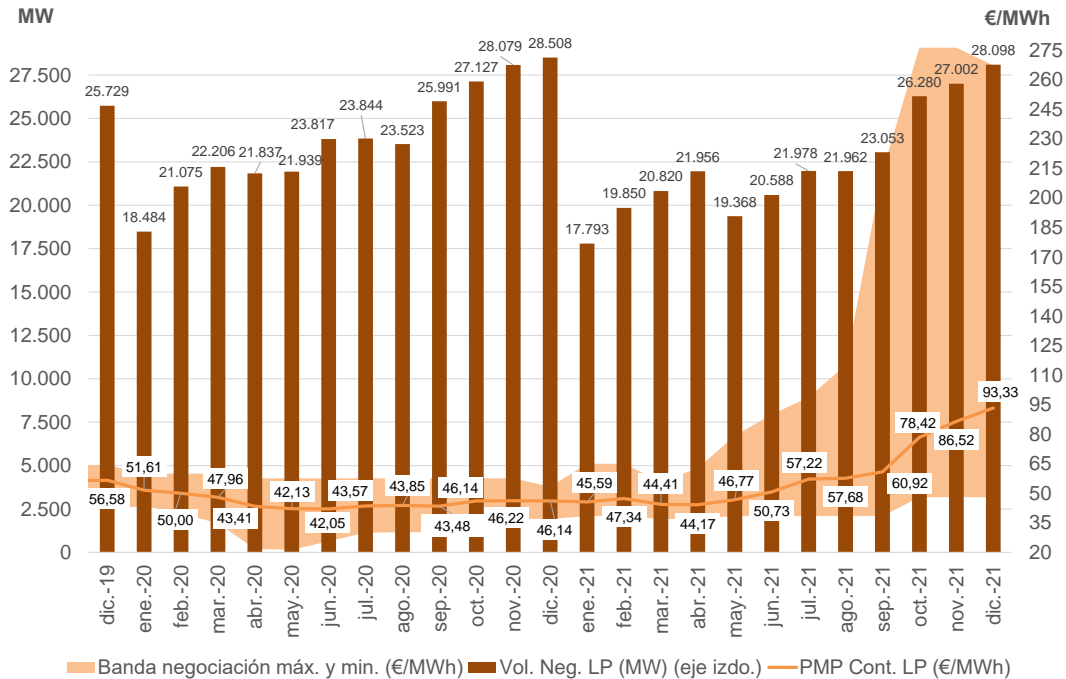


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de diciembre de 2021 (mensual dic-21, trimestral Q4-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, se situó en 93,33 €/MWh; siendo inferior en 85,26 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de diciembre de 2021 (178,59 €/MWh) (ver Gráfico 19)

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en diciembre de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 219,85 €/MWh, inferior en 20,22 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de diciembre de 2021 (240,07 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximos, mínimos y medios (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*. Período: diciembre de 2019 a diciembre 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 5. 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) | | |
|---------|---|--------------|---------------------------|--|--------------|---------------------------|---|--------------|---------------------------|
| | diciembre-21 | noviembre-21 | % Variación dic. vs. nov. | diciembre-21 | noviembre-21 | % Variación dic. vs. nov. | diciembre-21 | noviembre-21 | % Variación dic. vs. nov. |
| ene.-22 | 209,75 | 259,00 | -19,0% | 221,44 (**) | 238,41 | -7,1% | 272,50 (**) | 370,94 | -26,5% |
| feb.-22 | 218,75 | 260,56 | -16,0% | 293,65 (**) | 235,09 | 24,9% | 445,54 (**) | 345,01 | 29,1% |
| Q1-22 | 248,30 (*) | 240,00 | 3,5% | 267,00 (*) | 219,02 | 21,9% | 360,00 (*) | 314,42 | 14,5% |
| Q2-22 | 180,94 | 127,84 | 41,5% | 172,76 (**) | 112,53 | 53,5% | 176,80 (**) | 110,17 | 60,5% |
| Q3-22 | 183,46 | 125,80 | 45,8% | 176,65 (**) | 112,60 | 56,9% | 176,25 (**) | 108,22 | 62,9% |
| YR-22 | 213,70 | 154,65 | 38,2% | 219,88 (*) | 141,18 | 55,7% | 249,54 (*) | 167,54 | 48,9% |

(*) Cotizaciones a 29/12/2021

(**) Cotizaciones a 30/12/2021

Nota: últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2021 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2021.

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.

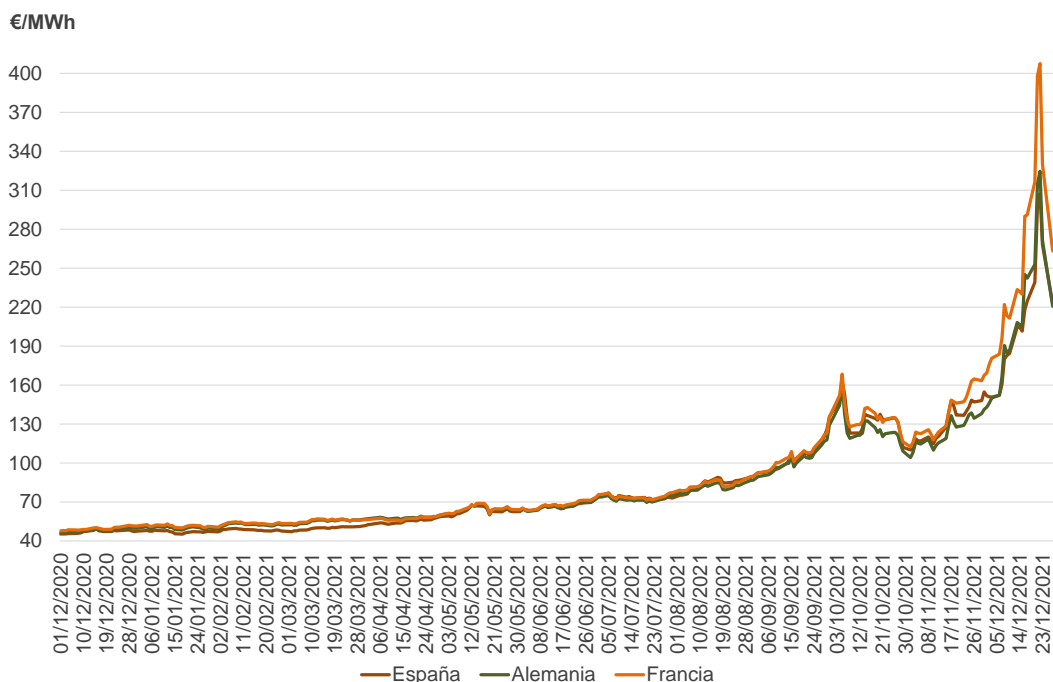
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

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



Fuente: EEX y OMIP

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



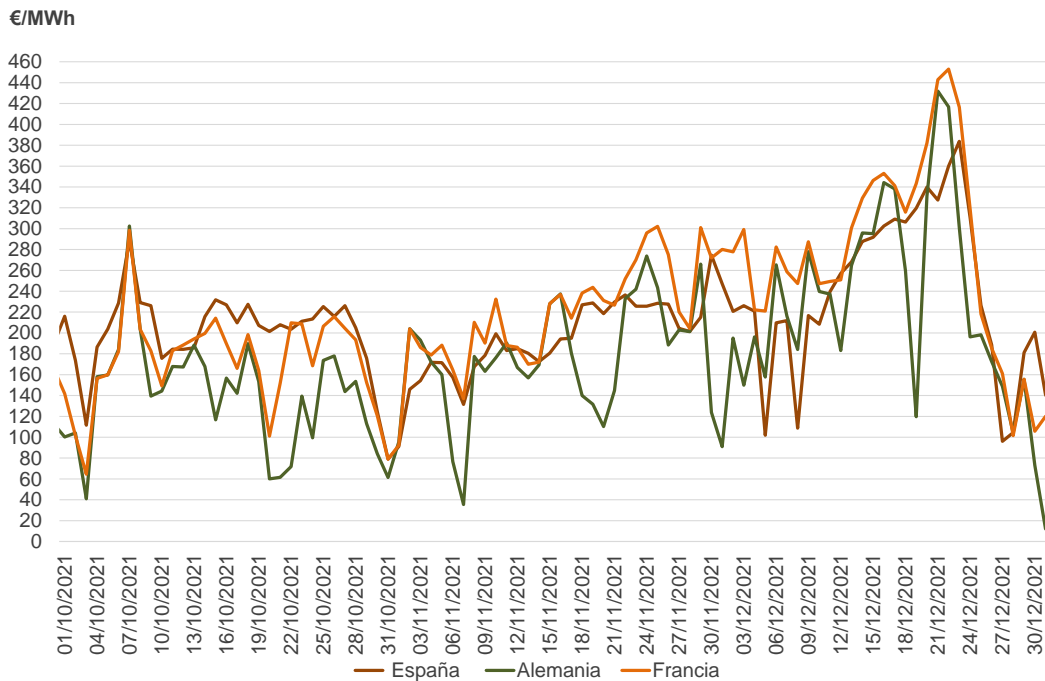
Fuente: EEX y OMIP

Cuadro 6. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

| Precios medios | diciembre-21 | noviembre-21 | % Variación |
|----------------|--------------|--------------|-------------|
| | (€/MWh) | (€/MWh) | |
| España | 239,16 | 193,43 | 23,6% |
| Alemania | 221,06 | 176,15 | 25,5% |
| Francia | 274,67 | 217,06 | 26,5% |

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 octubre a 31 de diciembre de 2021



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

Cuadro 7. 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: diciembre de 2019 a diciembre de 2021

| Mes de negociación | Alemania | Francia |
|--------------------|-------------------------|-------------------------|
| | Volumen negociado (GWh) | Volumen negociado (GWh) |
| 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 |
| dic-21 | 279.008 | 69.661 |

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 post¹¹ en España, Alemania y Francia

Cuadro 8. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de diciembre de 2019 a diciembre 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 |
| 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 |
| dic-21 | 243,90 | 239,16 | 4,74 | 223,00 | 221,06 | 1,94 | 338,00 | 274,67 | 63,33 |

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

¹¹ 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 9. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

| | Cotizaciones en Dic.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual | | | Cotizaciones en Nov.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual | | | Variación % último día mes |
|---|---|-------------|-------------|--|-------------|-------------|----------------------------------|
| | 31-dic-21 | Mín. | Máx. | 30-nov-21 | Mín. | Máx. | Dic. vs Nov. |
| Crudo Brent \$/Bbl | | | | | | | |
| Brent Spot | 77,02 | 69,03 | 78,32 | 70,96 | 70,96 | 84,70 | 8,5% |
| Brent entrega a un mes | 77,78 | 68,87 | 79,32 | 70,57 | 70,57 | 84,78 | 10,2% |
| Brent entrega a doce meses | 72,45 | 65,73 | 74,48 | 65,98 | 65,98 | 76,45 | 9,8% |
| Gas natural Europa | | | | | | | |
| Gas natural Europa | 31-dic-21 | Mín. | Máx. | 30-nov-21 | Mín. | Máx. | Dic. vs Nov. |
| NBP en €/MWh | | | | | | | |
| Gas NBP Spot | 38,91 | 38,91 | 153,58 | 78,16 | 51,02 | 79,78 | -50,2% |
| Gas NBP entrega Q1-22 | 72,35 (*) | 72,35 | 150,13 | 78,75 | 55,37 | 80,33 | -8,1% |
| Gas NBP entrega Q2-22 | 52,56 | 40,32 | 111,60 | 40,20 | 35,06 | 40,53 | 30,7% |
| Gas NBP entrega Q3-22 | 52,56 | 37,73 | 109,96 | 37,49 | 32,31 | 37,95 | 40,2% |
| MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh | | | | | | | |
| MIBGAS Spot | 67,93 | 67,93 | 173,07 | 99,31 | 63,95 | 99,87 | -31,6% |
| PVB-ES a un mes | 86,68 | 86,68 | 180,57 | 96,45 | 69,51 | 96,87 | -10,1% |
| PEG Spot | 57,75 | 57,75 | 182,85 | 90,85 | 61,78 | 93,40 | -36,4% |
| Carbón ICE ARA API2 \$/t | | | | | | | |
| Carbón ICE ARA API2 \$/t | 31-dic-21 | Mín. | Máx. | 30-nov-21 | Mín. | Máx. | Dic. vs Nov. |
| Carbón ICE ARA Jan-22 | 117,40 | 114,85 | 154,25 | 108,95 | 108,95 | 156,60 | 7,8% |
| Carbón ICE ARA Q1-22 | 112,20 | 110,55 | 146,52 | 106,00 | 106,00 | 151,50 | 5,8% |
| Carbón ICE ARA YR-22 | 99,27 | 97,78 | 128,50 | 98,25 | 98,25 | 132,08 | 1,0% |
| CO₂ ICE EUA €/t_{CO2} | | | | | | | |
| CO₂ ICE EUA €/t_{CO2} | 31-dic-21 | Mín. | Máx. | 30-nov-21 | Mín. | Máx. | Dic. vs Nov. |
| Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22 | 80,65 | 74,02 | 89,41 | 75,73 | 57,29 | 75,73 | 6,5% |
| Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-23 | 81,57 | 74,76 | 90,19 | 76,55 | 58,02 | 76,55 | 6,6% |

(*) Cotización a 30/12/2021

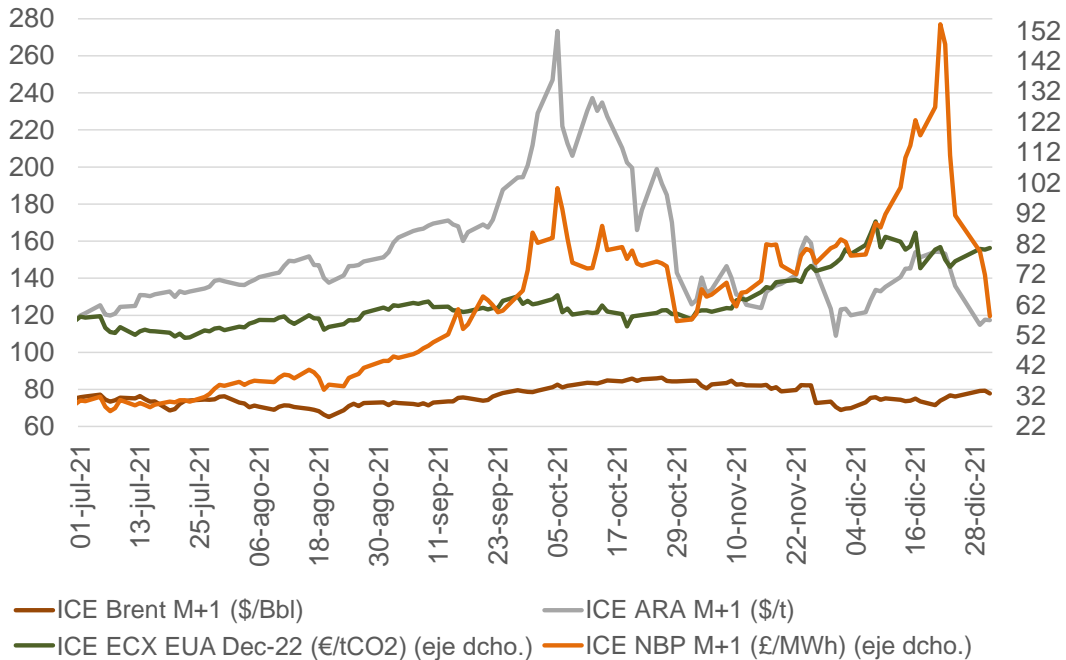
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en ICE.
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de noviembre a 30/11/2021 y cotizaciones de diciembre a 31/12/2021.

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

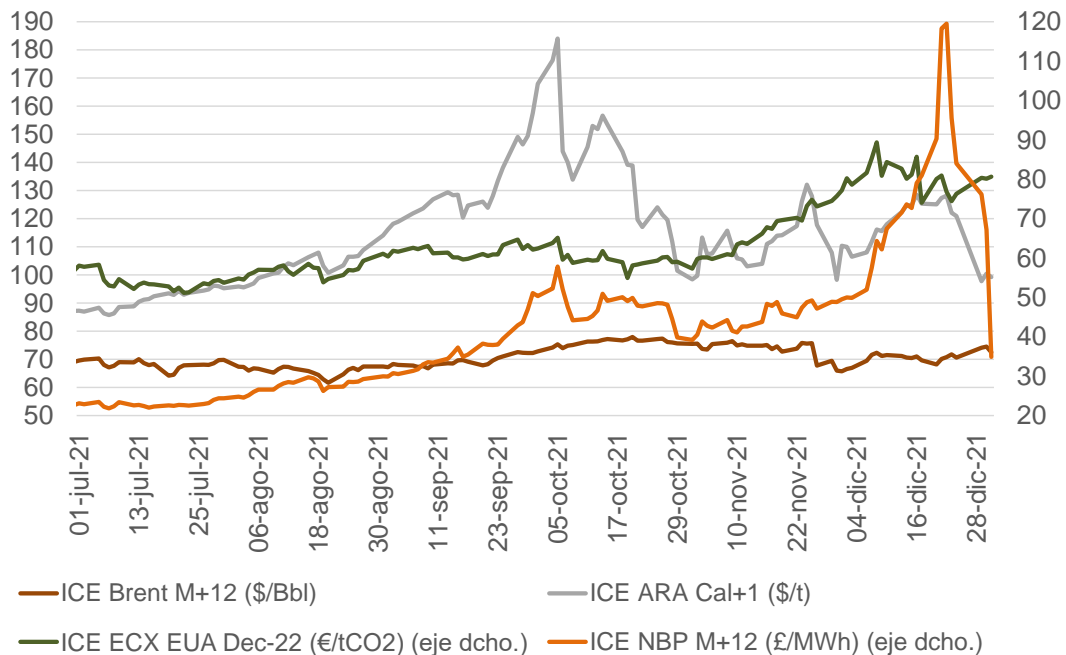
A cierre del mes de diciembre de 2021 (31 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció respecto a cierre del mes de noviembre, pasando de 1,14 \$/€ a 1,13 \$/€. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro a 31 de diciembre se apreció respecto del cambio a cierre del mes de noviembre, pasando de 0,85 £/€ 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 julio a 31 de diciembre de 2021



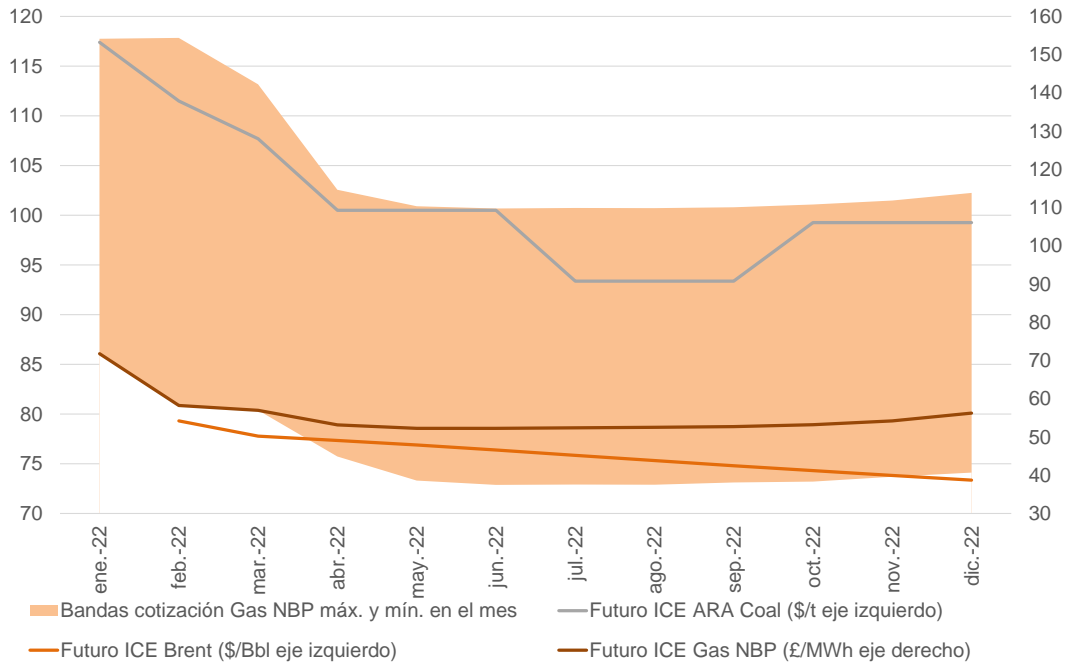
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 julio a 31 de diciembre de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de diciembre de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

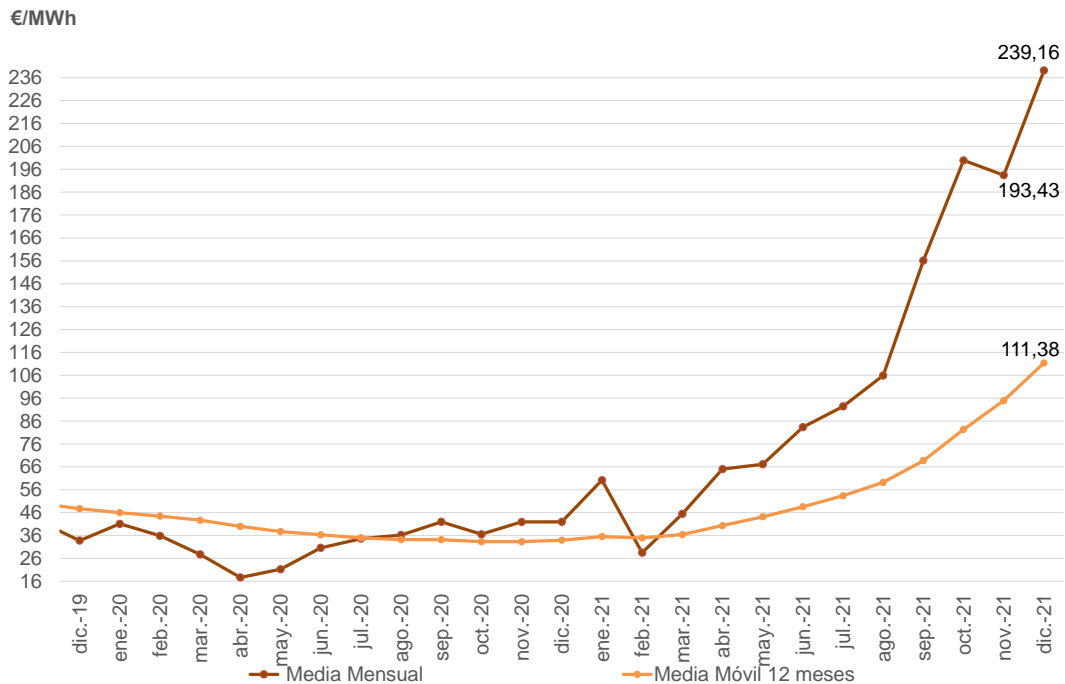
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

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

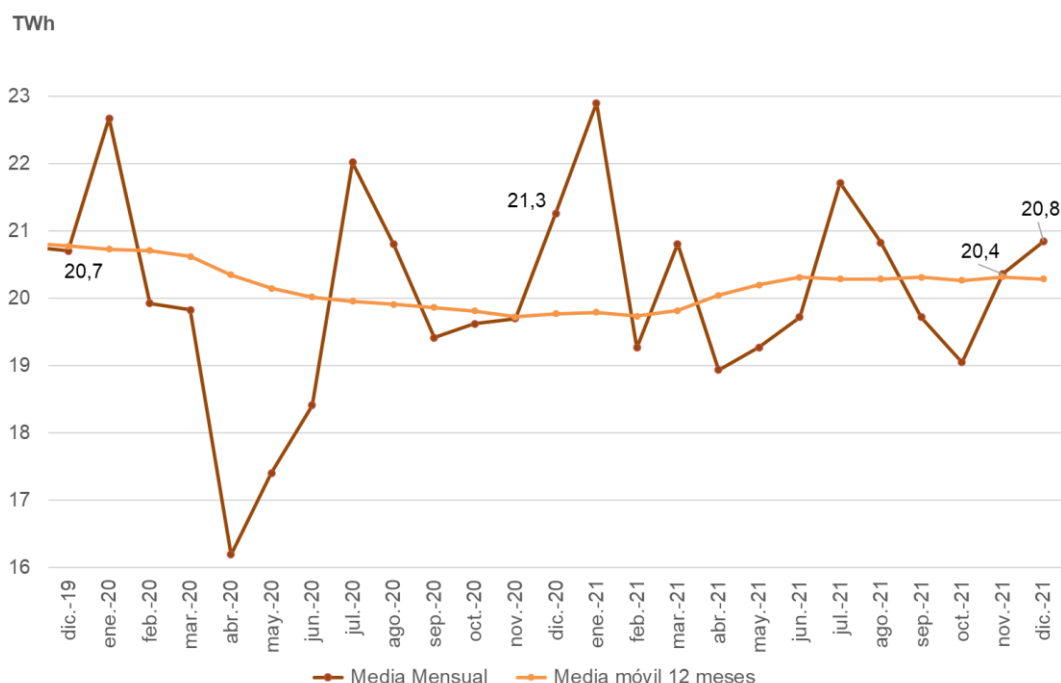
Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
Periodo: diciembre de 2019 a diciembre de 2021



Fuente: OMIE

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

Periodo: diciembre de 2019 a diciembre de 2021



Fuente: REE

Cuadro 10. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

| | dic-21 | nov-21 | dic-20 | % Var. dic-21 vs. nov-21 | % Var. dic-21 vs. dic-20 | 2020 | 2020 % Total Demanda transporte | 2021 | 2021 % Total Demanda transporte |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------------------|--------------------------|---------------|---------------------------------|---------------|---------------------------------|
| Hidráulica | 2,74 | 1,35 | 3,48 | 103,1% | -21,2% | 33,01 | 13,9% | 32,05 | 13,2% |
| Nuclear | 3,93 | 3,58 | 5,26 | 9,8% | -25,3% | 55,83 | 23,5% | 54,13 | 22,2% |
| Carbón | 3,93 | 3,58 | 0,23 | 9,8% | 1647,6% | 4,97 | 2,1% | 24,67 | 10,1% |
| Ciclo combinado ⁽¹⁾ | 4,57 | 5,78 | 2,53 | -20,9% | 80,4% | 38,39 | 16,2% | 37,69 | 15,5% |
| Eólica | 6,79 | 6,33 | 7,40 | 7,2% | -8,3% | 53,57 | 22,6% | 59,30 | 24,4% |
| Solar fotovoltaica | 0,99 | 1,31 | 0,71 | -24,2% | 39,2% | 15,00 | 6,3% | 20,31 | 8,3% |
| Solar térmica | 0,11 | 0,19 | 0,09 | -40,6% | 29,5% | 4,86 | 2,0% | 4,93 | 2,0% |
| Otras renovables ⁽²⁾ | 0,45 | 0,45 | 0,44 | 0,9% | 3,2% | 4,63 | 2,0% | 4,57 | 1,9% |
| Cogeneración | 2,19 | 2,18 | 2,36 | 0,6% | -7,0% | 27,38 | 11,5% | 26,33 | 10,8% |
| Residuos | 0,23 | 0,23 | 0,24 | -0,9% | -3,4% | 2,53 | 1,1% | 2,81 | 1,2% |
| Total Generación | 22,74 | 21,99 | 22,75 | 3,4% | 0,0% | 240,21 | 101,2% | 247,48 | 101,7% |
| Consumo en bombeo | -0,55 | -0,27 | -0,54 | 105,6% | 2,2% | -4,83 | -2,0% | -4,60 | -1,9% |
| Enlace Península-Baleares ⁽³⁾ | -0,03 | -0,03 | -0,14 | 3,3% | -78,0% | -1,44 | -0,6% | -0,87 | -0,4% |
| Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾ | -1,32 | -1,33 | -0,81 | -0,7% | 63,1% | 3,31 | 1,4% | 1,41 | 0,6% |
| Total Demanda transporte | 20,85 | 20,37 | 21,26 | 2,4% | -2,0% | 237,27 | 100,0% | 243,44 | 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

