



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*DICIEMBRE 2020*)**

25 de febrero de 2021

IS/DE/003/20

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	10
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	10
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	21
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	24
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	28
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	32
5.5. Análisis de los precios spot en España	32

1. Hechos relevantes

Estabilidad en el precio del mercado spot en el mes de diciembre

En diciembre de 2020, la elevada contribución de la generación eólica a la cobertura de la demanda (+77% respecto al mes de noviembre), en un escenario de aumento de la demanda en más de 7 puntos porcentuales y de comportamiento alcista de los combustibles, contrarrestó parcialmente estos últimos dos efectos, contribuyendo a que el precio medio del mercado spot de electricidad se mantuviera relativamente estable en relación al mes anterior, con una variación de tal solo 0,03 €/MWh (+0,1%), situándose en 41,97 €/MWh frente a 41,94 €/MWh del mes anterior.

Significativo aumento de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre subyacente español, alemán y francés

En diciembre de 2020, se registró un notable incremento de las cotizaciones de los contratos a plazo de gas natural en los mercados europeos, en un contexto de aumento de las recargas hacia Asia, por el continuo incremento de la referencia asiática para el GNL, así como de mantenimiento de la tendencia alcista de las cotizaciones del Brent y de los precios de los derechos de emisión de CO₂. Esto se vio reflejado en un aumento de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad, tanto en el mercado español como en los mercados alemán y francés. La mayor subida de precios correspondió a los contratos mensuales con liquidación en enero de 2021.

Las subidas, respecto del mes anterior, de las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente español oscilaron entre un 4,5% del contrato anual con liquidación en 2022 (47,47 €/MWh a cierre de diciembre) y un 16,9% del contrato mensual de enero de 2021 (56,03 €/MWh a cierre de diciembre). Asimismo, para los subyacentes alemán y francés, el mayor aumento de la referencia de precio correspondió al contrato con vencimiento en el mes de enero de 2021, que se situó en 54,53 €/MWh (+19,70 €/MWh) para el subyacente alemán, y en 63,52 €/MWh (+16,30 €/MWh) para el subyacente francés.

A 29 de diciembre de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español cotizó a 50,84 €/MWh (+11% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (48,15 €/MWh; +12,8%), y por debajo de la del contrato equivalente en Francia (52,09 €/MWh; +11,8% respecto al mes anterior).

Mantenimiento de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de diciembre de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 20,4 TWh en línea con el volumen negociado el mes anterior (20,4 TWh), y un 29,5% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (29,0 TWh). Cabe destacar la

evolución de la negociación del mercado organizado de OMIP, que registró un ascenso del 120,5% del volumen negociado respecto a la del mes de noviembre, así como la negociación en el mercado organizado de EEX que aumentó un 45,5%. Así, el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 10,9%; 2,2 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fue superior en diciembre de 2020 que en el mes anterior (5,8%; 1,2 TWh). No obstante, el descenso de la negociación en el mercado OTC (-5,5%) contribuyó a que el total del volumen negociado se mantuviese.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en diciembre de 2020 (20,4 TWh) representó el 96,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (21,3 TWh¹), superior al porcentaje (86,3%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2019 (215,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh). Para el conjunto del año 2020, la negociación en dichos mercados (234,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh) representó el 99%, superior al porcentaje que representó la negociación sobre la demanda de 2019 (86,3%).

En diciembre de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en enero de 2021, que ascendió a 12 TWh, con el 58,8% del volumen total negociado en dicho mes, seguido de los contratos con liquidación en los 3 últimos trimestres del año 2021 que ascendió a 4 TWh, con el 19,5% del volumen total negociado en diciembre (ver Gráfico 11).

En diciembre de 2020, la liquidación de las posiciones de venta fue en media positiva

Hasta el 31 de diciembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2020 se situó en torno a 22.132 GWh, un 4,1% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2020 (21.257 GWh), y un 9% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2019 (20.309 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2020, el 95,8% (21.210 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-20, trimestral Q4-20 y anual 2020), mientras que el 4,2% restante (922 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes)

¹ En diciembre de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (29 TWh) representó el 139,9% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,7 TWh).

A 31 de diciembre de 2020, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2020 (22.132 GWh) ascendería a 175,3 millones de €³, un 8,1% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2020 negociados en dichos mercados (162,1 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en diciembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,01 €/MWh, superior en 7,25 €/MWh al precio medio spot de liquidación (38,76 €/MWh).

Tendencia ascendente de los precios de los combustibles fósiles y de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de diciembre de 2020, continuó la tendencia al alza del precio del petróleo Brent, en un contexto de optimismo ante los avances en la vacuna contra el coronavirus, que permitiría acelerar la recuperación de la demanda mundial de petróleo, y a pesar de la incertidumbre relacionada con las nuevas cepas de COVID-19, y del anuncio por parte del *American Petroleum Institute* de un aumento en las existencias de casi 2 millones de barriles. Así, la cotización spot del Brent aumentó, a valores que no se alcanzaba desde el pasado mes de marzo, hasta situarse al cierre de mes en 50,49 \$/Bbl (cotización a 31 de diciembre). Por su parte, las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 8,8% y un 5,1%, respectivamente, cerrando el mes de diciembre (cotizaciones a 31 de diciembre) en 51,80 \$/Bbl y 50,49 \$/Bbl, respectivamente.

Los precios de los contratos a plazo de gas natural aumentaron de forma generalizada en los mercados europeos, impulsados por las previsiones de temperaturas más bajas a la media estacional, la escasez de suministro de GNL en Europa, debido a la elevada demanda del mercado asiático y a las cancelaciones desde EE.UU., así como a la interrupción no planificada de suministro desde el Mar del Norte.

Así, aumentaron significativamente las cotizaciones de las referencias spot de gas MIBGAS, NBP y PEG (un 25,3%, un 36,4% y un 25,4% respectivamente, respecto al mes anterior), situándose en 21,32 €/MWh, en 19,71 €/MWh y en 19 €/MWh, respectivamente, a cierre de mes. Por su parte, ascendieron también las cotizaciones de gas NBP con entrega en el Q1-21, en el Q2-21 y en el Q3-21 (un

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 a plazo vendedoras y pérdida media para el total de las posiciones a plazo compradoras.

26,9%, un 23,1% y 21,6%, respectivamente), situándose en 18,47 £/MWh, en 14,87 £/MWh y en 14,02 £/MWh, respectivamente, a cierre de mes.

Las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) aumentaron en torno al 12%, situándose la del contrato mensual con entrega en enero de 2021, a cierre de mes, en 69 \$/t, la del contrato trimestral con entrega en Q1-21 en 68,9 \$/t y la del contrato anual con entrega en 2021 en 68,85 \$/t.

Por su parte, el anuncio de la decisión del presidente de la Comisión Europea de incrementar al 55% el objetivo de reducción de emisiones para 2030, el posible acuerdo entre el Reino Unido y la Unión Europea en relación al BREXIT y la finalización de las subastas de este año a mediados del mes de diciembre, se vieron reflejados en un incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂. Así, los derechos de emisión con entrega en diciembre de 2020 (última cotización a 14 de diciembre) aumentaron un 5,7% (30,81 €/tCO₂) y los de diciembre de 2021 en 11,5% (32,72 €/tCO₂).

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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

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

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

Contratos	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Δ Últ. Cotiz. dic-20 vs. nov-20
FTB M Jan-21	56,03	58,35	46,50	51,86	47,92	47,92	42,83	44,02	16,9%
FTB M Feb-21	54,68	56,50	46,43	51,87	47,50	47,50	43,36	44,57	15,1%
FTB M Mar-21	46,33	47,25	41,76	44,57	41,71	41,71	39,43	40,79	11,1%
FTB Q1-21	51,74 (*)	53,05	44,85	49,06	45,65	45,65	41,87	43,08	13,3%
FTB Q2-21	46,85	46,85	40,94	43,70	41,39	41,39	38,01	39,45	13,2%
FTB Q3-21	50,30	50,85	46,10	48,39	46,60	46,60	43,72	44,90	7,9%
FTB Q4-21	55,15	55,90	48,99	52,43	49,50	49,51	47,51	48,80	11,4%
FTB YR-21	50,84 (*)	51,25	45,35	48,21	45,80	45,80	43,00	44,07	11,0%
FTB YR-22	47,47	49,35	45,30	47,07	45,43	45,43	42,90	43,94	4,5%

*Cotización a 29/12/20.

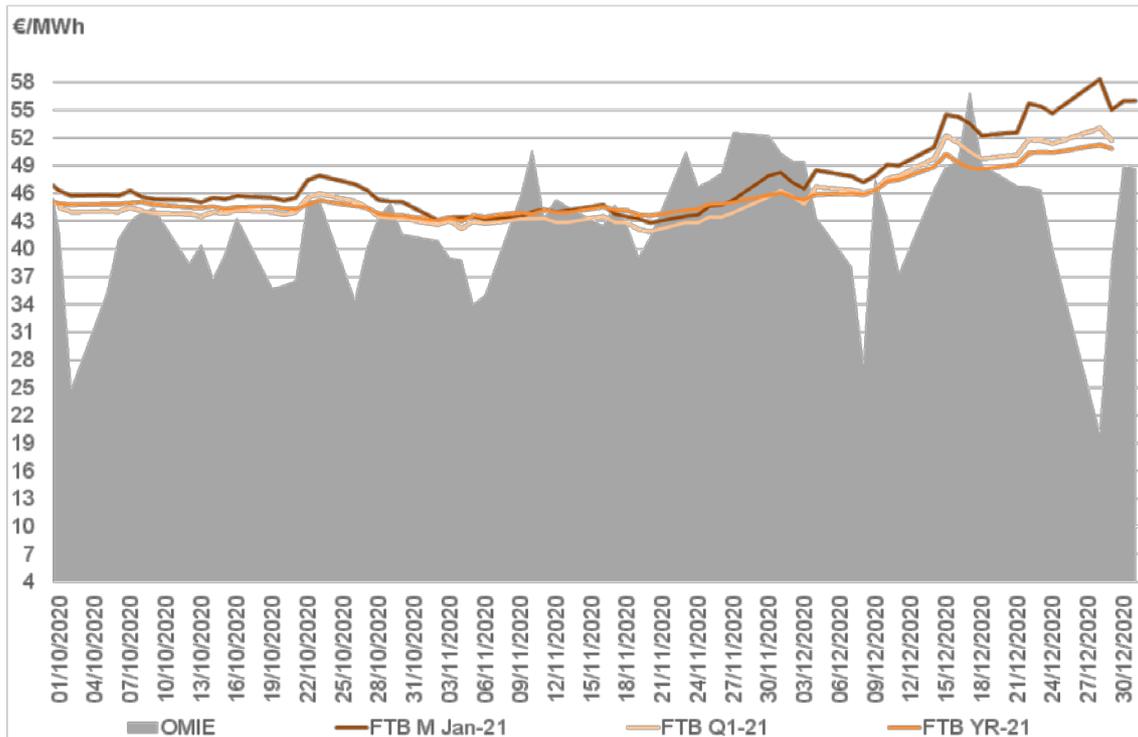
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2020 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2020.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

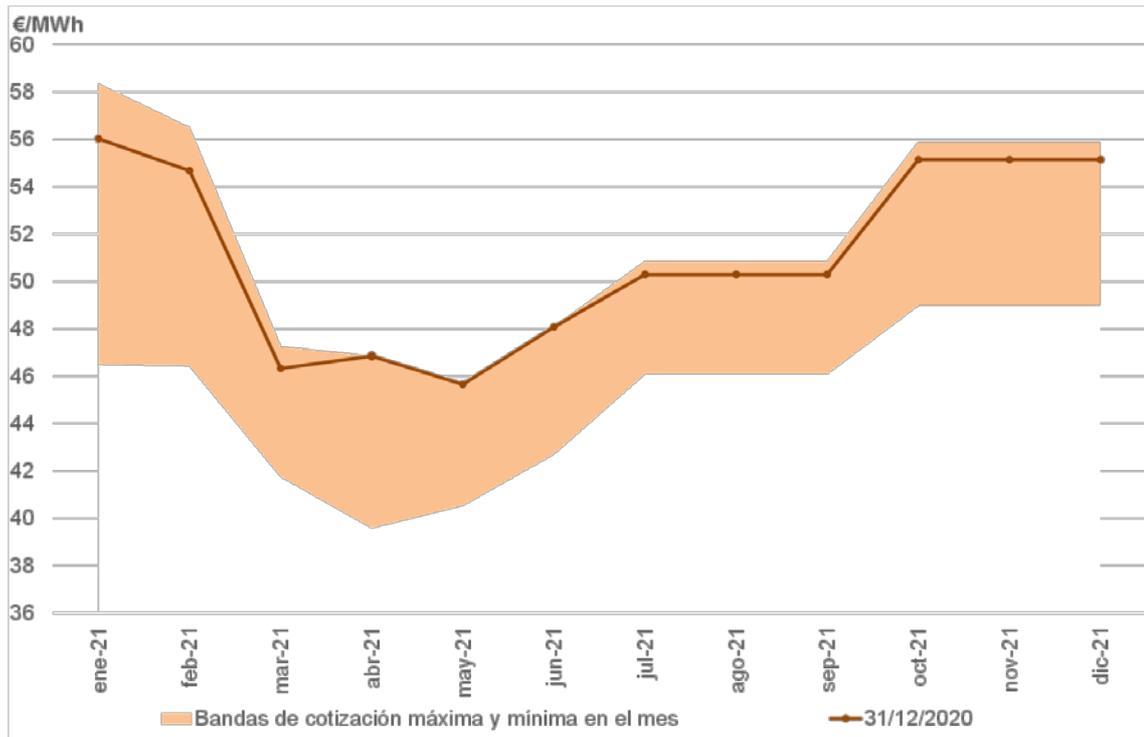
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2020



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

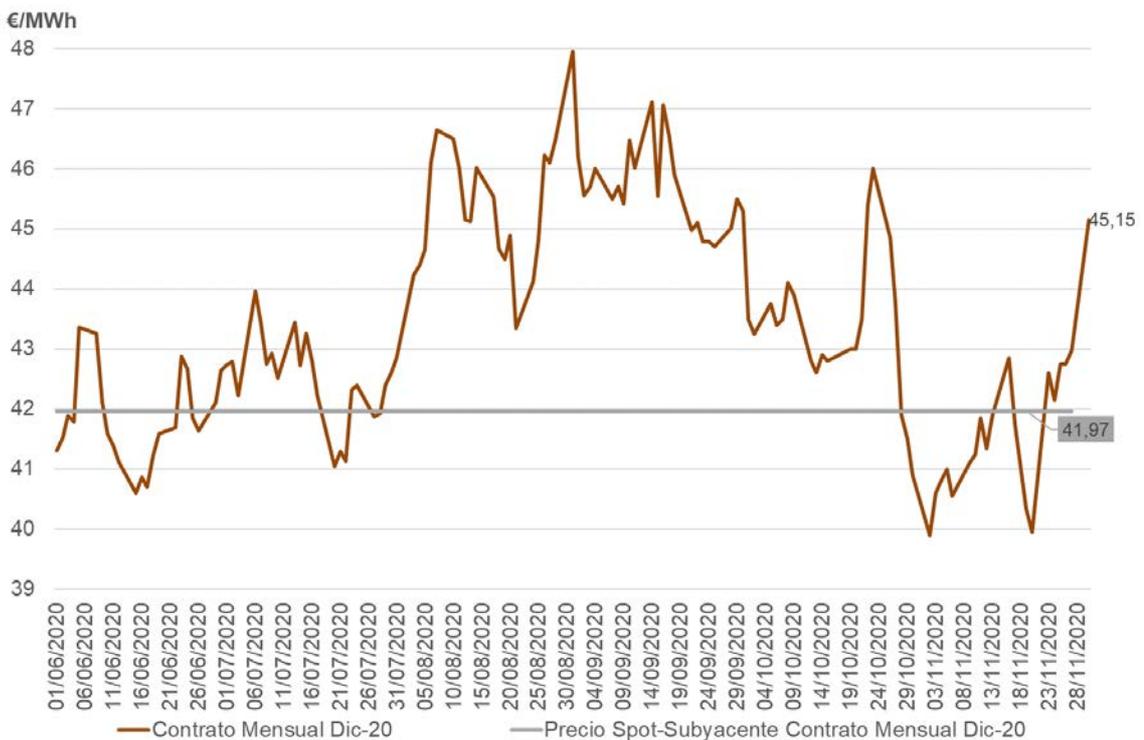
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2020 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2020.

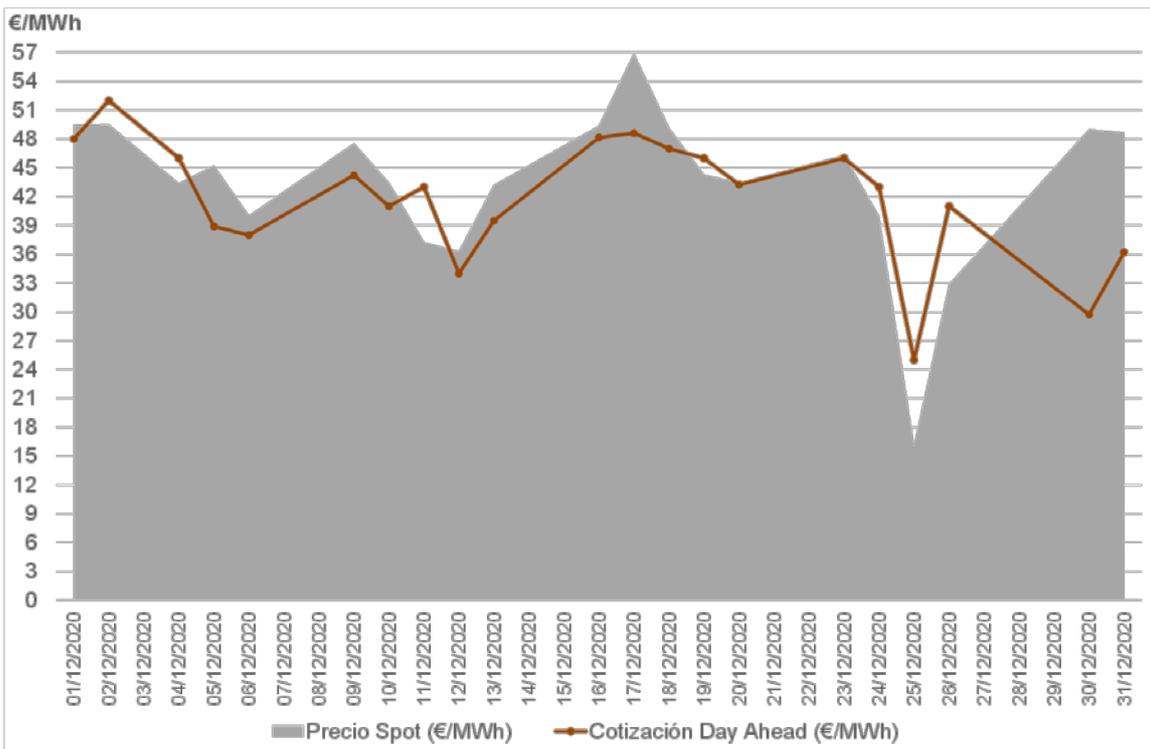
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de junio al 30 de noviembre de 2020



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

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).

Periodo: diciembre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 41,83 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴): 43,38 €/MWh.

Prima de riesgo en diciembre de los contratos *day-ahead*: -1,54 €/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 2020	Mes anterior noviembre 2020	% Variación	Total 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	1.486	674	120,5%	8.632	7.402	3,7%	3,4%
EEX	737	506	45,5%	7.536	5.818	3,2%	2,7%
OTC	18.202	19.266	-5,5%	218.773	202.024	93,1%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	19.106	21.899	-12,8%	228.065	197.266	97,1%	91,6%
<i>OMIClear</i>	2.009	1.199	67,5%	18.447	25.799	7,9%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	1.511	794	90,4%	27.772	26.398	11,8%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	15.586	19.906	-21,7%	181.845	145.069	77,4%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	20.424	20.446	-0,1%	234.942	215.243	100,0%	100,0%

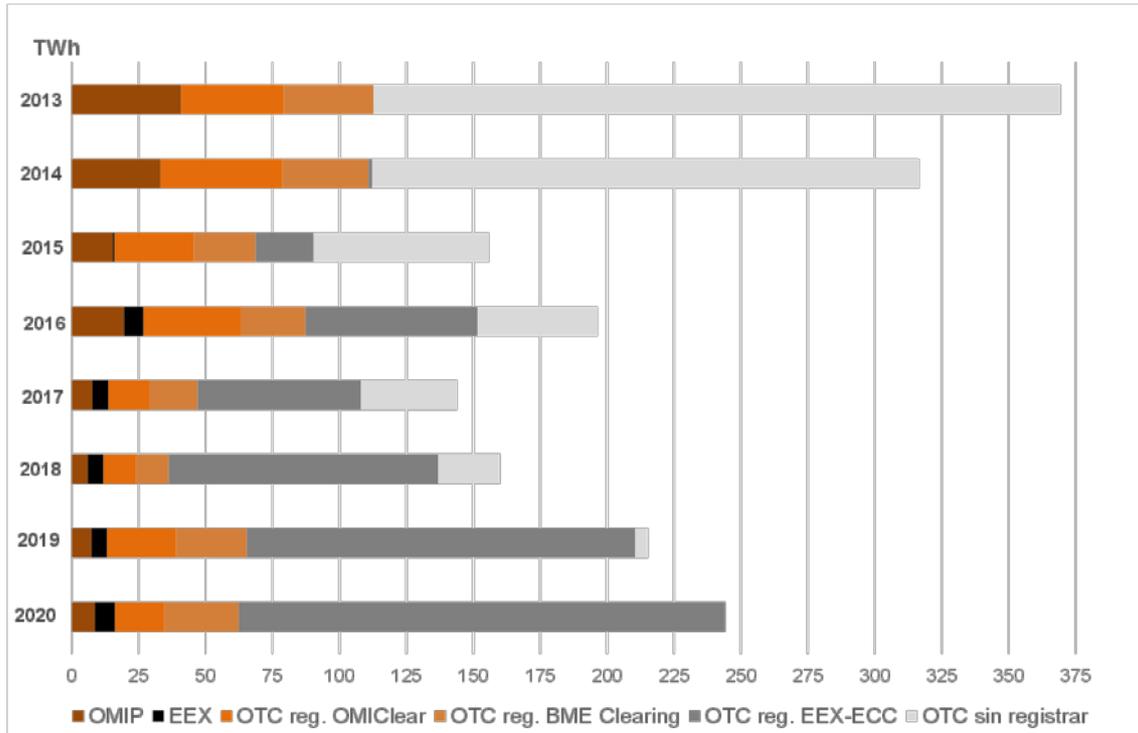
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

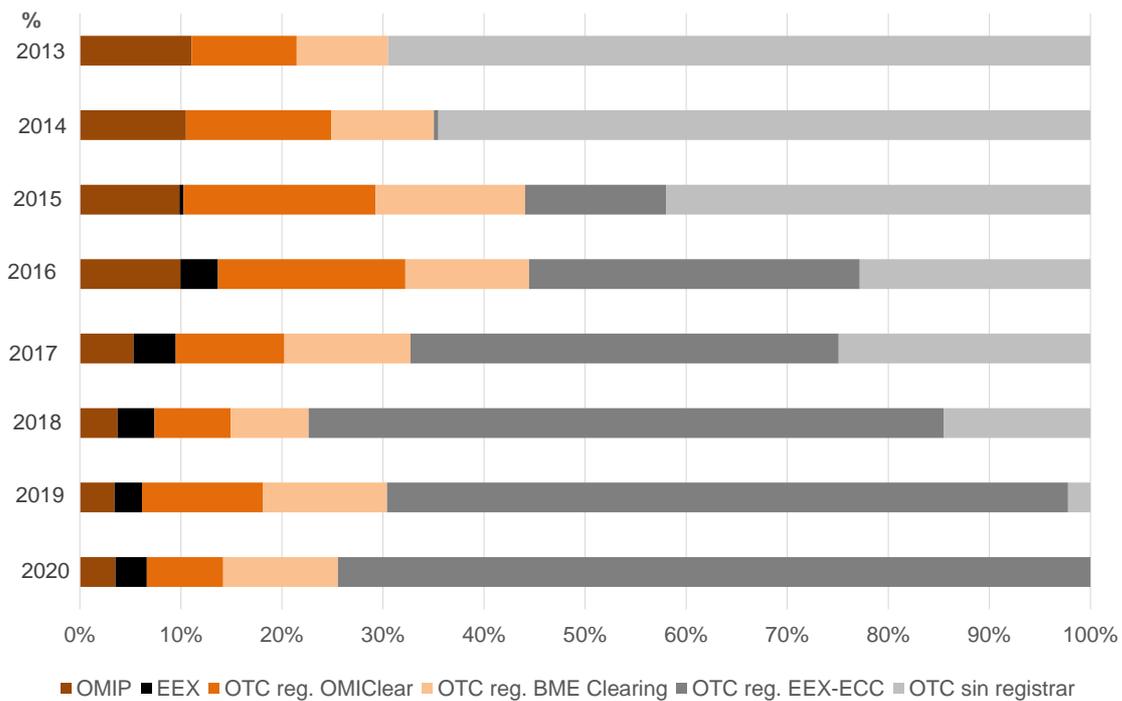
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2020



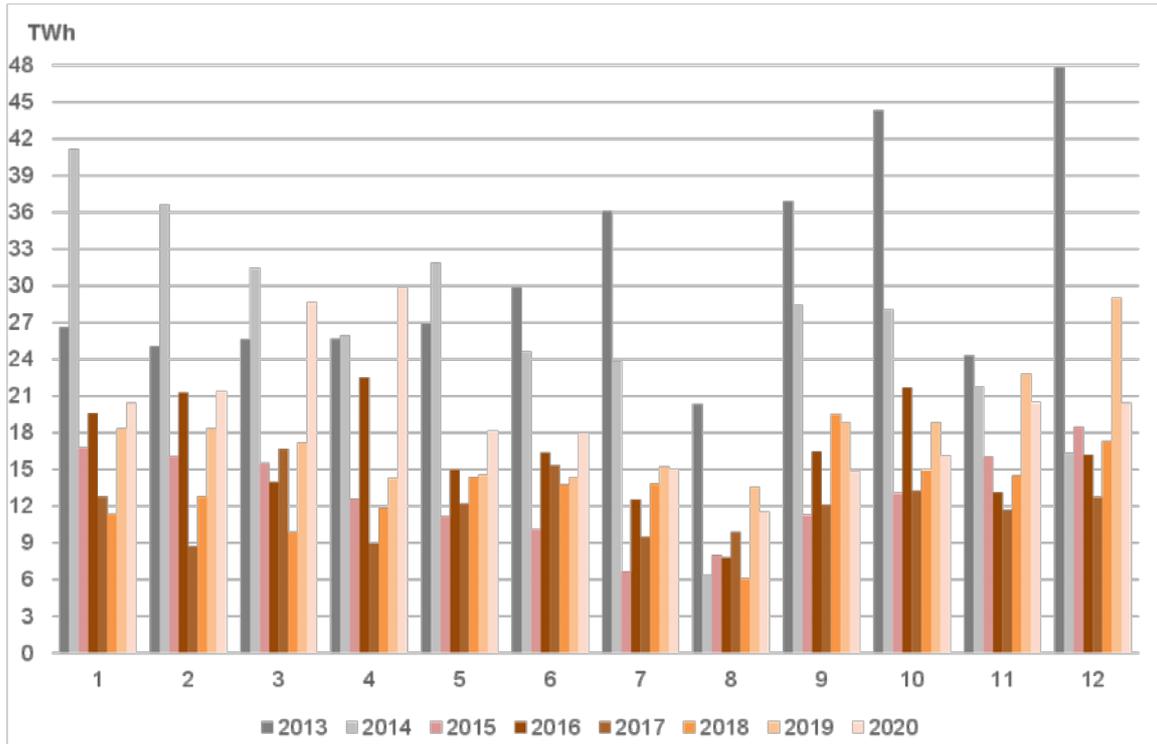
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2020



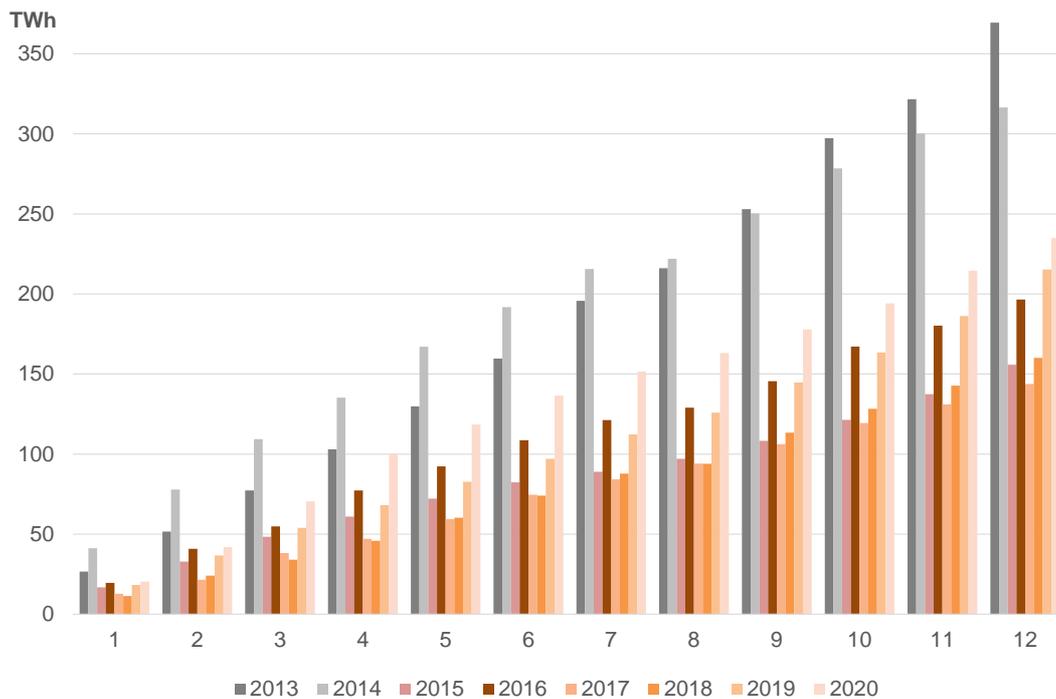
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2020



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 2013 a diciembre de 2020



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

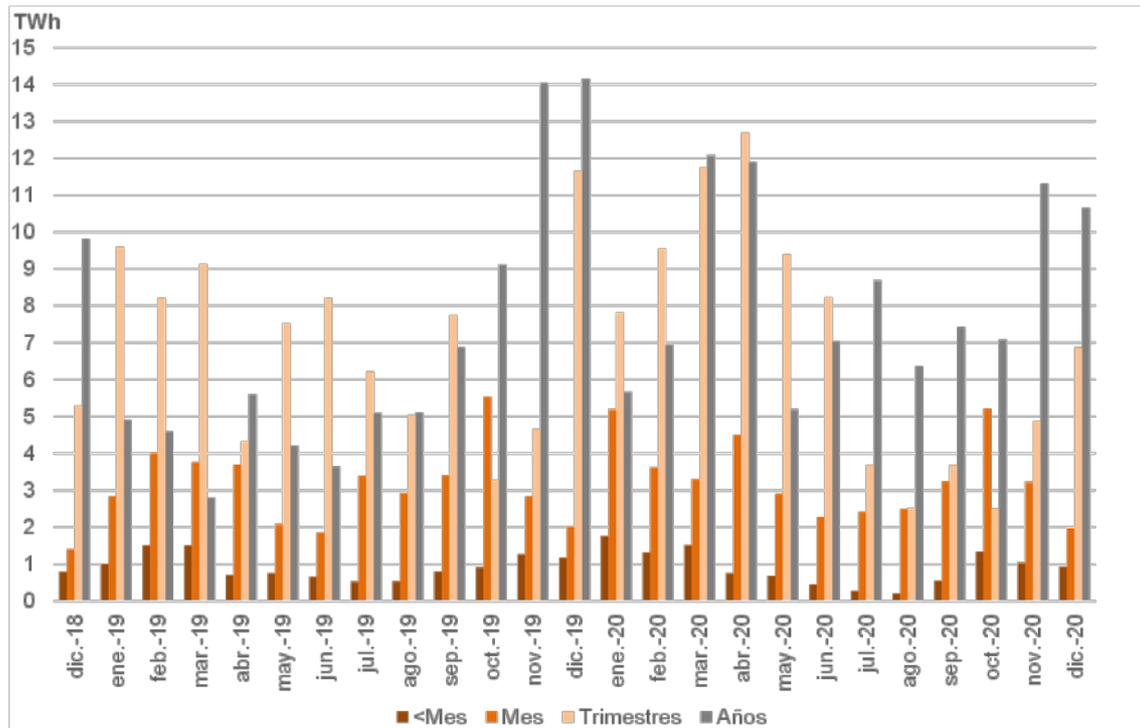
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual diciembre-20	Mes anterior noviembre-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	327	257	27,2%	3.464	32,2%	4.830	42,8%
Fin de semana	56	42	33,6%	768	7,1%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	539	741	-27,2%	6.541	60,7%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	922	1.040	-11,3%	10.773	4,6%	11.287	5,2%
Mensual	1.970	3.218	-38,8%	40.310	18,0%	38.275	18,8%
Trimestral	6.884	4.870	41,4%	83.520	37,3%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	10.648	11.318	-5,9%	100.339	44,8%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	19.502	19.406	0,5%	224.169	95,4%	203.956	94,8%
Total	20.424	20.446	-0,1%	234.942	100%	215.243	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)

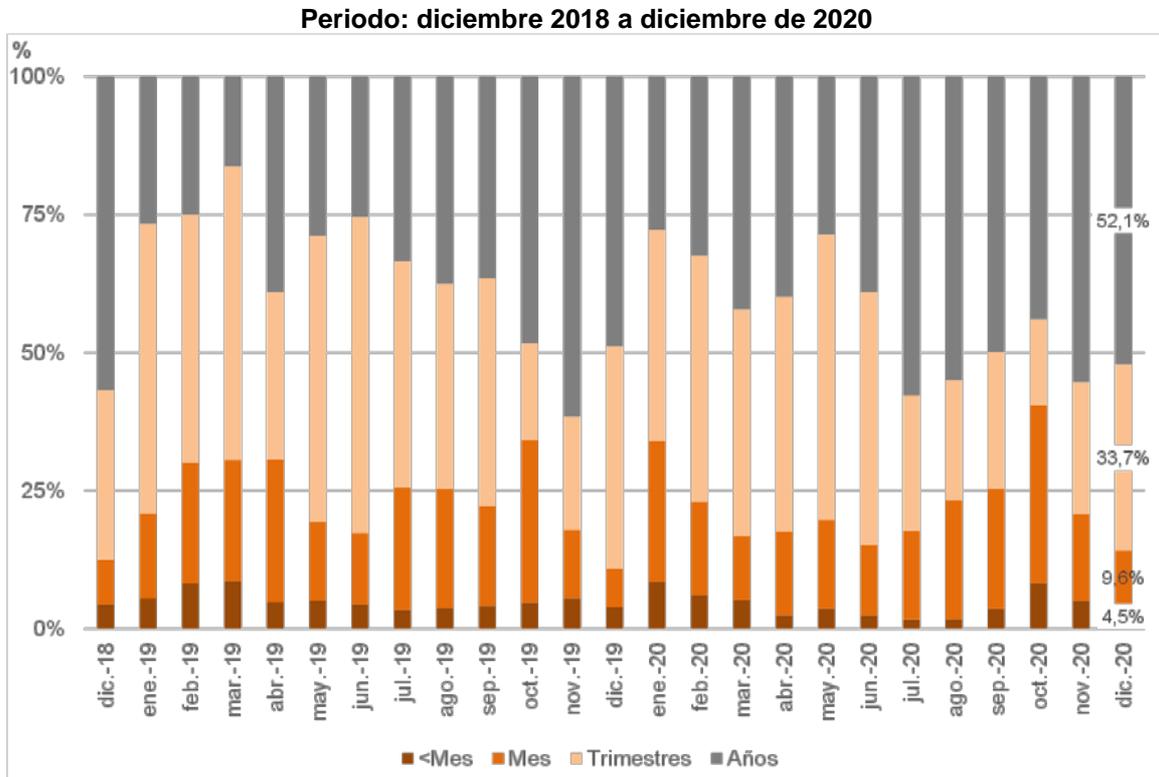
Periodo: diciembre de 2018 a diciembre de 2020



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

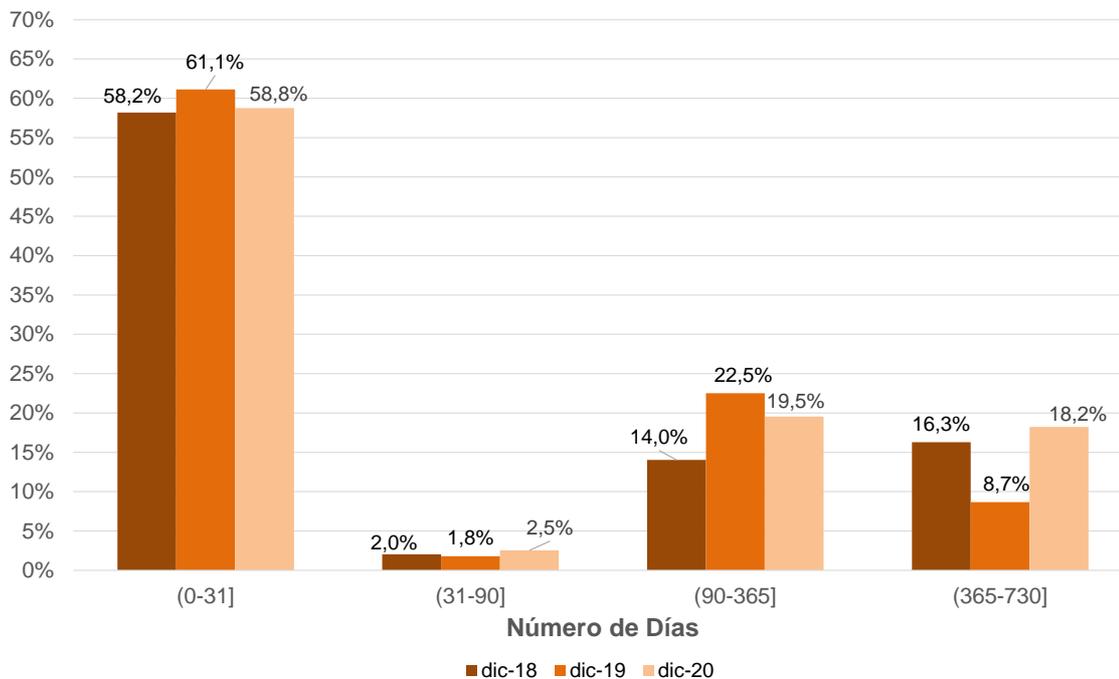
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)



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

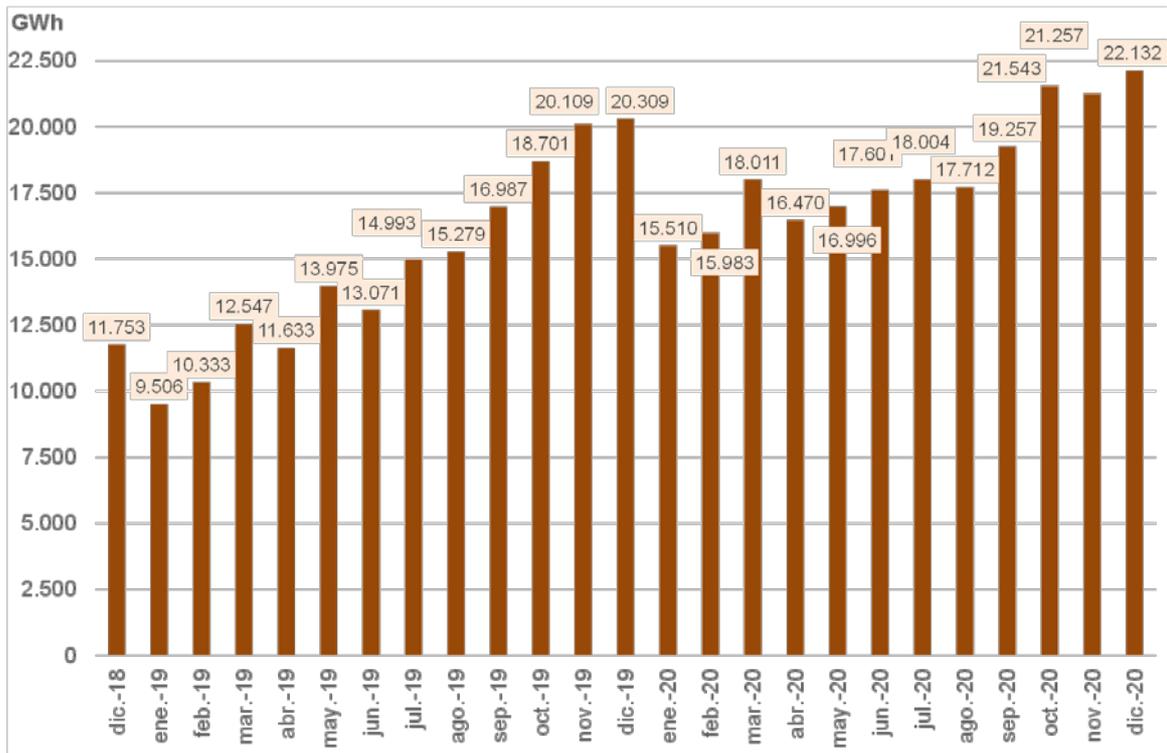
Gráfico 11. Energía negociada en diciembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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 2018 a diciembre de 2020⁵

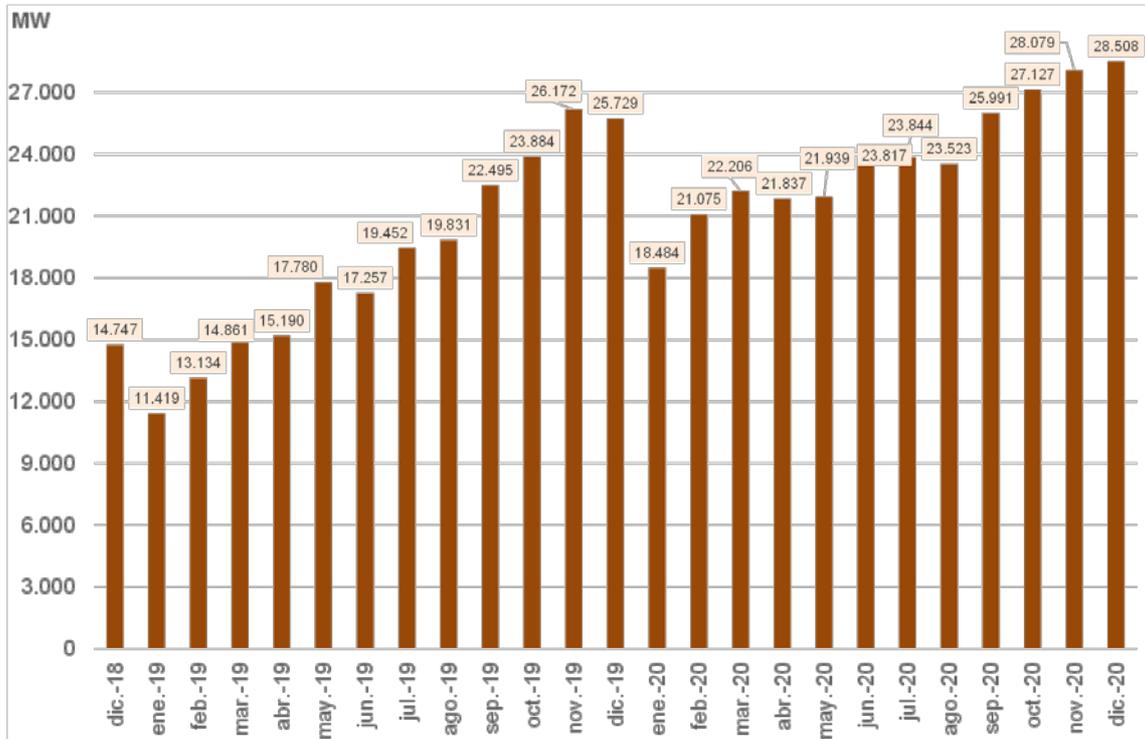


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 2020: mensual diciembre-20, trimestral Q4-20, anual YR-20, 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 2020, 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: diciembre de 2018 a diciembre de 2020



* 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.

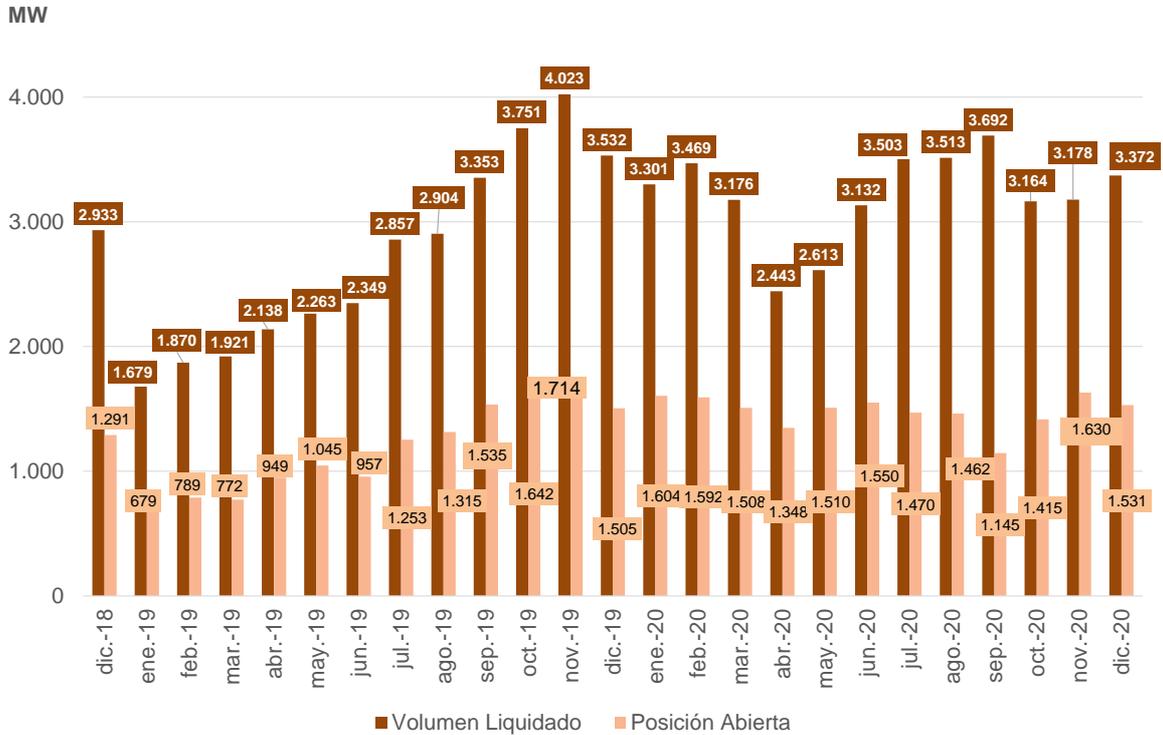
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de diciembre de 2020 (28.508 MW) representó el 99,8% de la demanda horaria media de dicho mes (28.577 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 2018 a diciembre de 2020



* 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.

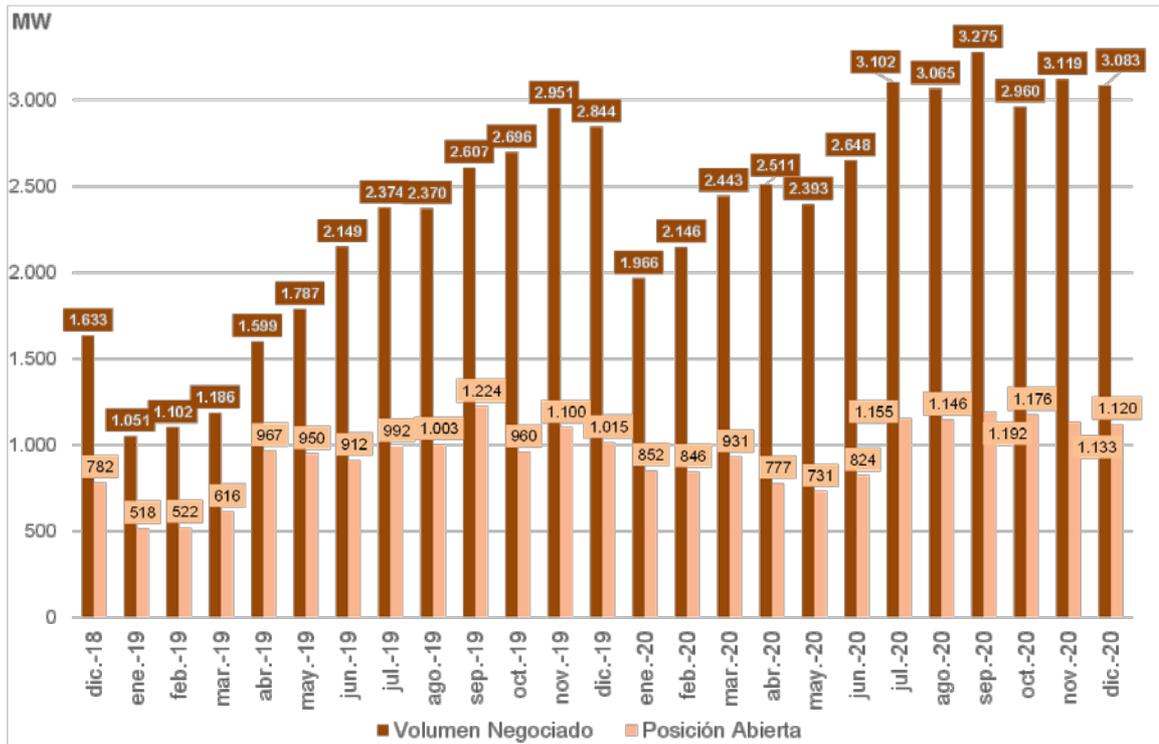
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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 2018 a diciembre de 2020



* 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.

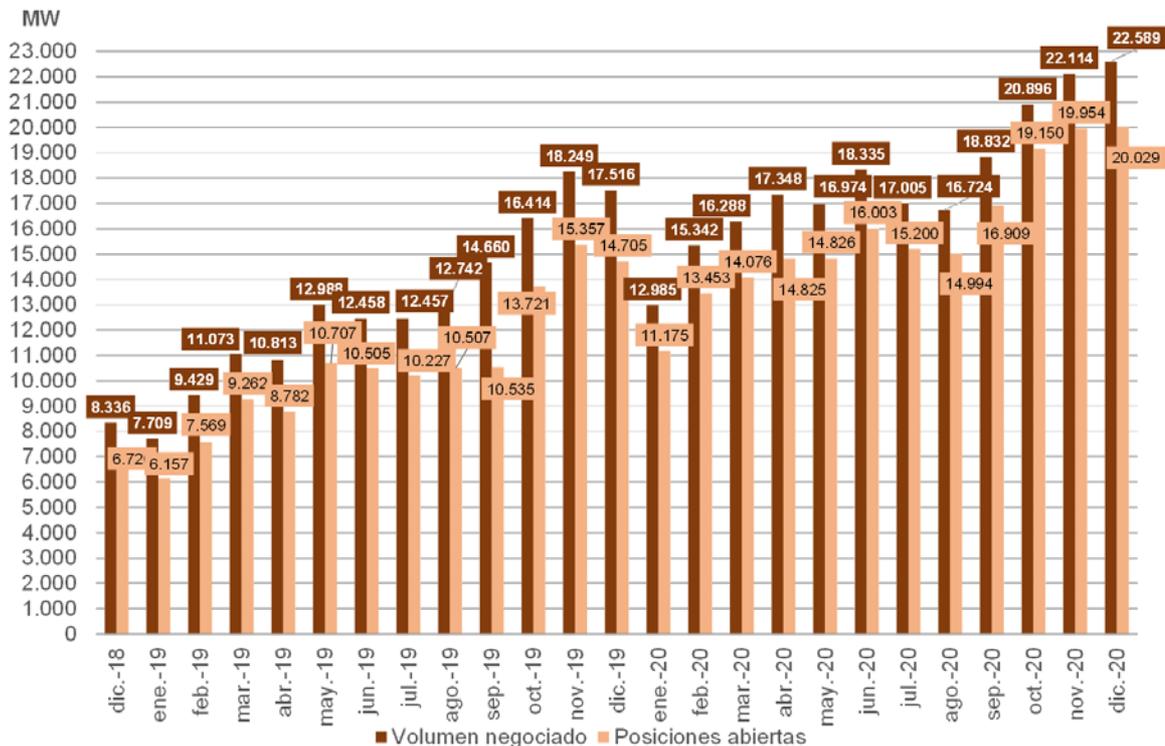
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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 2018 a diciembre de 2020



* 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.

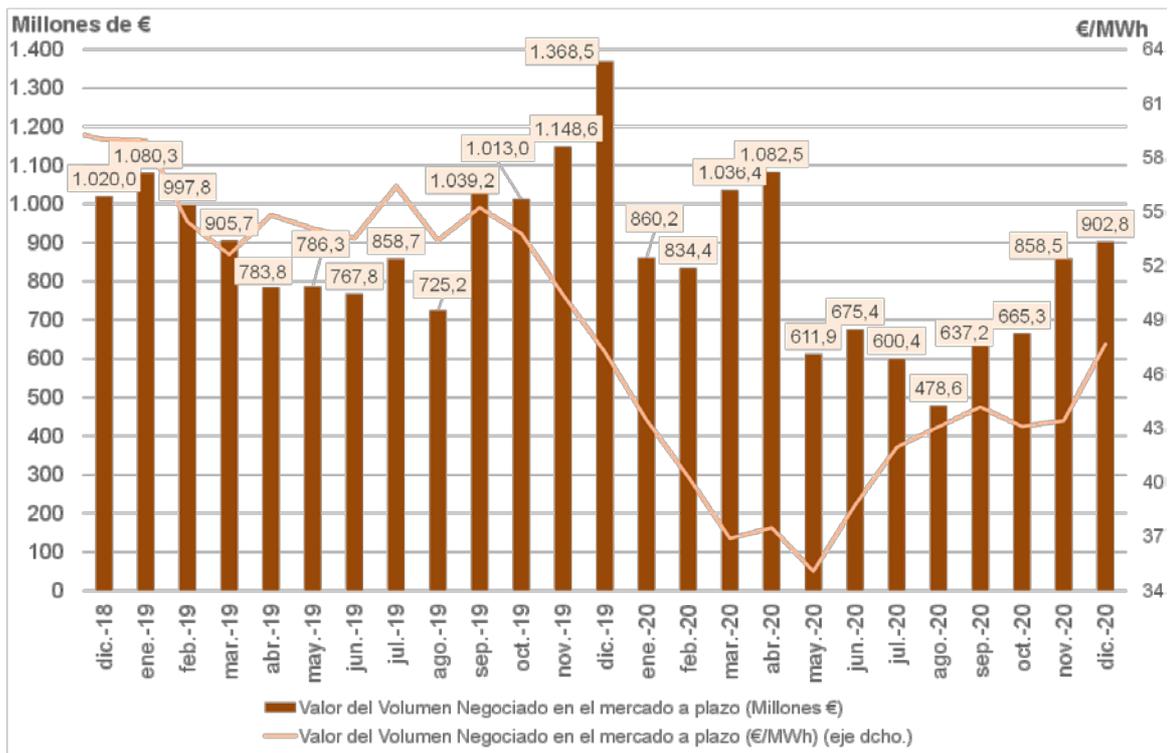
⁹ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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 2018 a diciembre de 2020



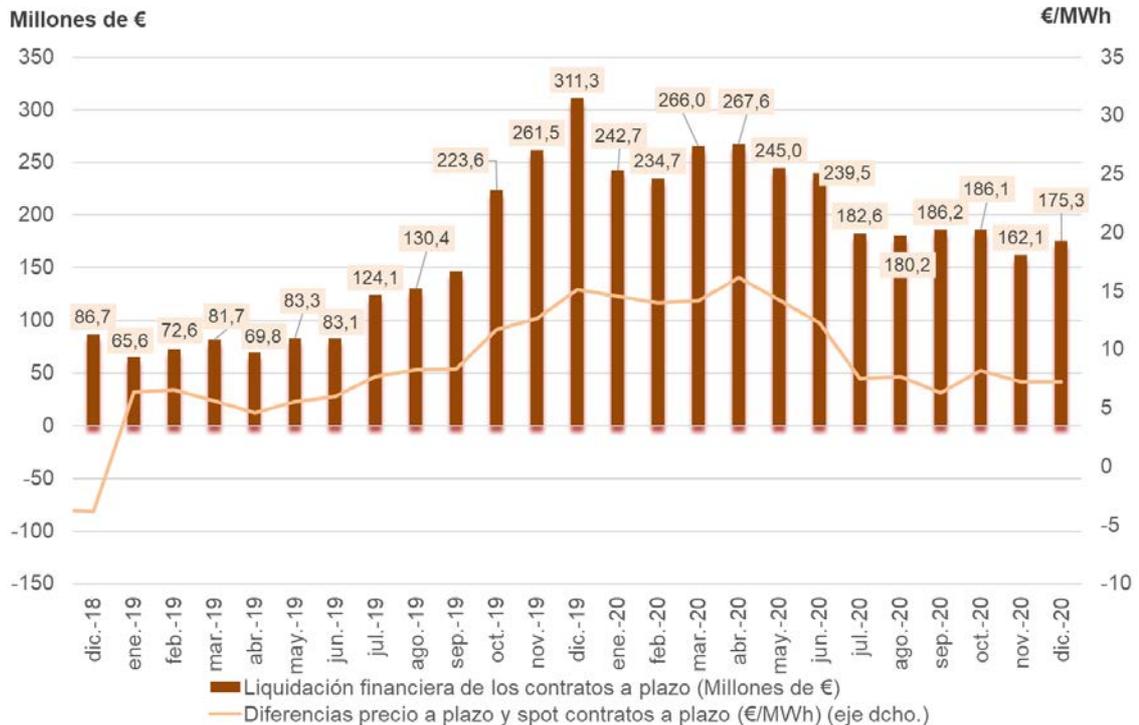
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en diciembre de 2020 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 20,4 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en diciembre de 2020: 47,67 €/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 2020.

Periodo: de diciembre de 2018 a diciembre de 2020

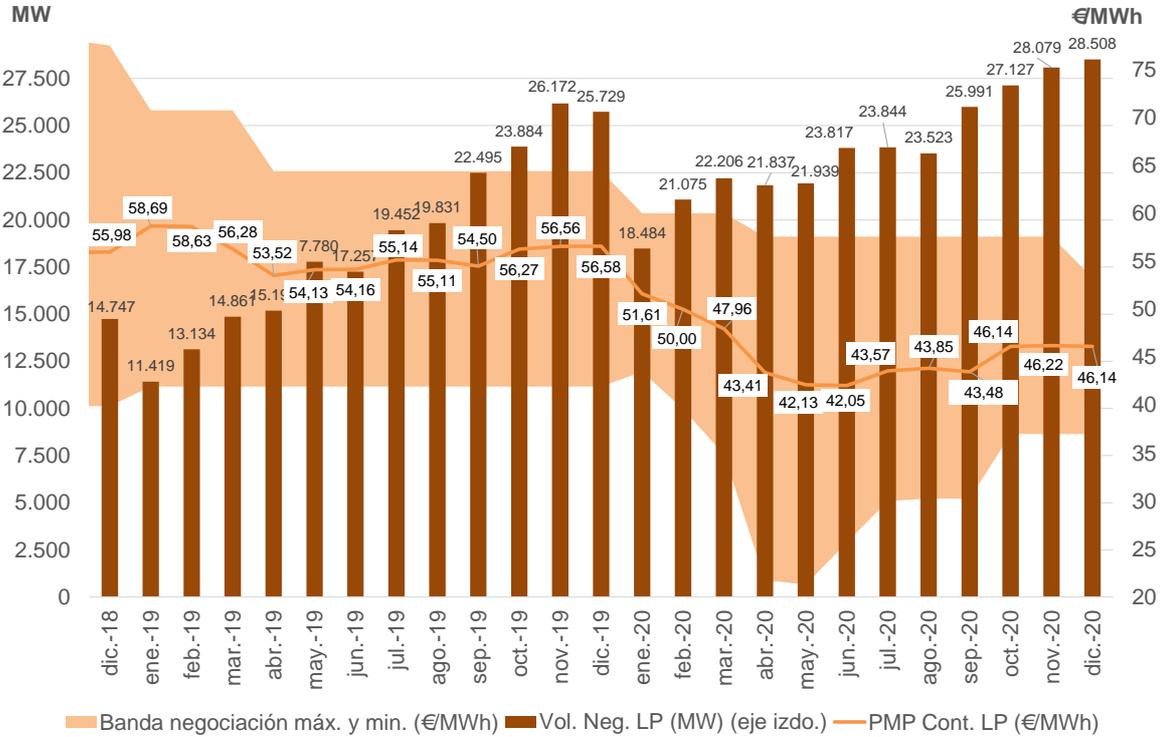


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de diciembre de 2020 (mensual dic-20, trimestral Q4-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,14 €/MWh, fue superior en 7,58 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos (38,56 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en diciembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 43,05 €/MWh, inferior en 0,29 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de diciembre de 2020 (43,34 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximo, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*. Periodo: diciembre de 2018 a diciembre de 2020



* 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)		
	diciembre-20	noviembre-20	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-20	noviembre-20	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-20	noviembre-20	% Variación dic. vs. nov.
ene.-21	56,03	47,92	16,9%	54,53	45,57	19,7%	63,52	54,62	16,3%
feb.-21	54,68	47,50	15,1%	53,47	46,56	14,8%	65,38	59,97	9,0%
Q1-21	51,74 (*)	45,65	13,3%	51,85 (*)	44,36	16,9%	60,26 (*)	54,25	11,1%
Q2-21	46,85	41,39	13,2%	43,72	38,92	12,3%	44,02	38,66	13,9%
Q3-21	50,30	46,60	7,9%	46,33	41,51	11,6%	45,35	40,44	12,1%
YR-21	50,84 (*)	45,80	11,0%	48,15 (*)	42,69	12,8%	52,09 (*)	46,59	11,8%

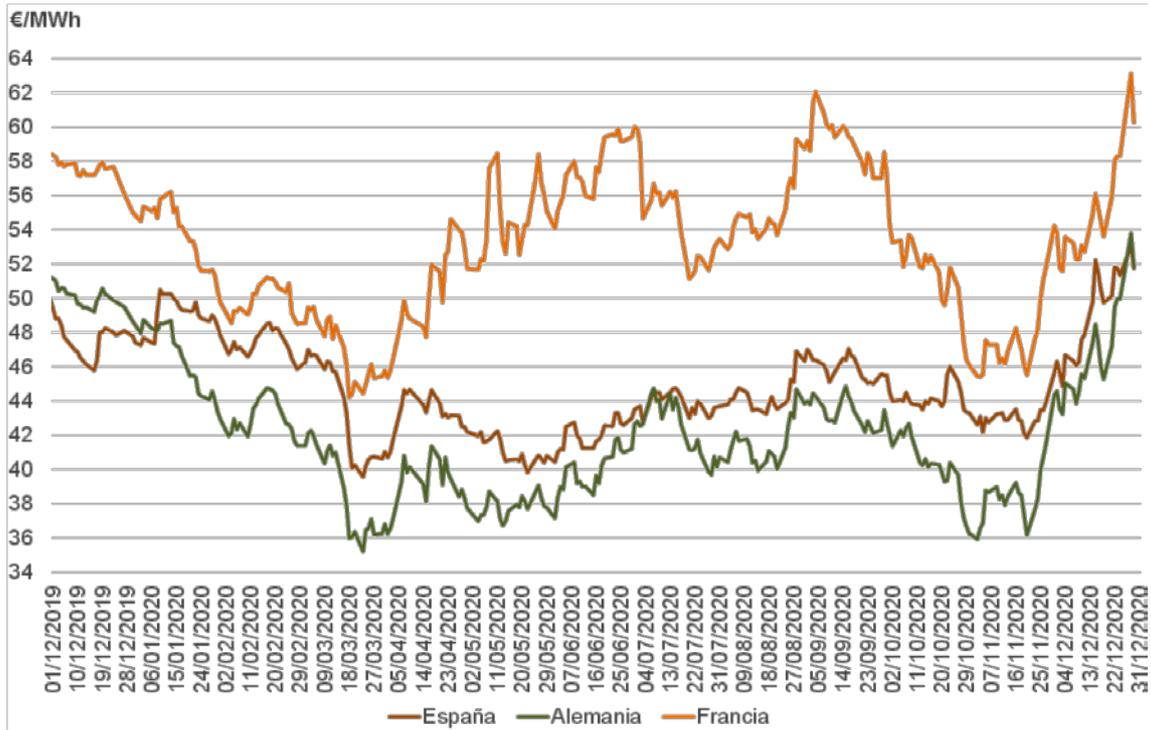
(*) Cotizaciones a 29/12/2020

Nota: últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2020 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2020.

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.

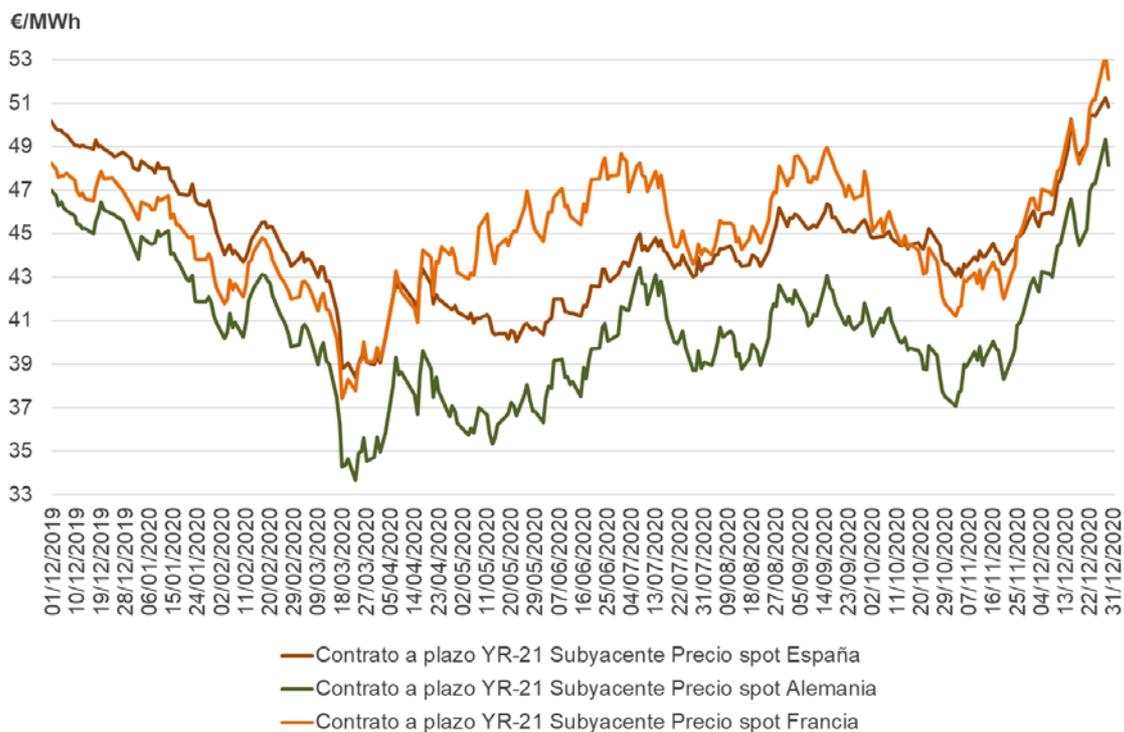
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 diciembre de 2019 a 31 de diciembre de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 diciembre de 2019 a 31 de diciembre de 2020



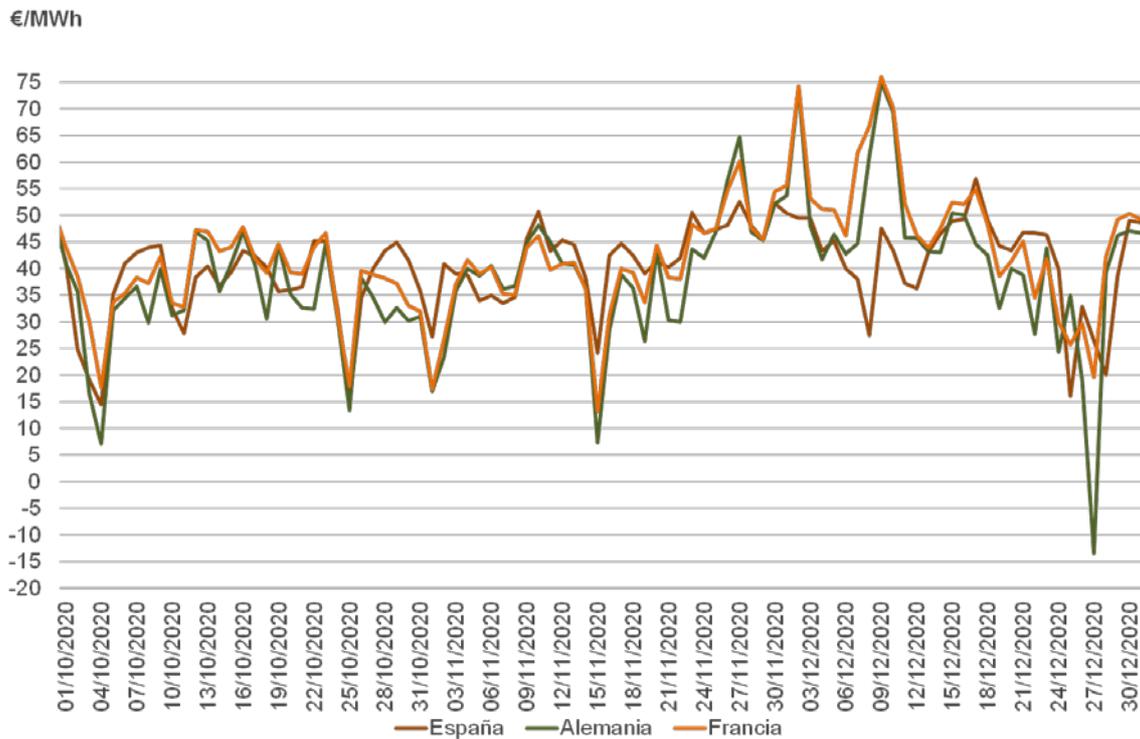
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	diciembre-20	noviembre-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	41,97	41,94	0,1%
Alemania	43,52	38,79	12,2%
Francia	48,42	40,11	20,7%

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 de 2020 a 31 de diciembre de 2020



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: diciembre de 2018 a diciembre de 2020

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-18	152.727	27.443
ene-19	216.228	16.452
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192

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 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de diciembre de 2018 a diciembre de 2020, 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-18	60,95	61,81	-0,86	51,05	48,13	2,92	61,24	54,90	6,34
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	41,10	14,93	54,53	35,03	19,50	63,52	38,01	25,51

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

	Cotizaciones en Dic.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-dic-20	Mín.	Máx.	30-nov-20	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	50,49	47,02	51,97	46,39	36,53	47,03	8,8%
Brent entrega a un mes	51,80	47,42	52,26	47,59	38,97	48,61	8,8%
Brent entrega a doce meses	50,49	47,25	51,18	48,04	42,64	48,41	5,1%
Gas natural Europa	31-dic-20	Mín.	Máx.	30-nov-20	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	19,71	13,69	19,71	14,45	11,69	14,45	36,4%
Gas NBP entrega Q1-21	18,47 (*)	13,80	18,57	14,55	12,57	14,55	26,9%
Gas NBP entrega Q2-21	14,87	11,51	14,87	12,09	10,77	12,09	23,1%
Gas NBP entrega Q3-21	14,02	10,82	14,02	11,53	10,34	11,53	21,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	21,32	15,95	22,41	17,01	12,80	17,01	25,3%
PVB-ES a un mes	21,15	15,75	21,15	16,25	13,65	16,25	30,2%
PEG Spot	19,00	14,05	19,08	15,15	12,73	15,15	25,4%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	31-dic-20	Mín.	Máx.	30-nov-20	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Carbón ICE ARA Ene-21	69,00	61,05	71,45	61,50	51,85	61,50	12,2%
Carbón ICE ARA Q1-21	68,90	61,13	71,52	61,60	52,00	61,60	11,9%
Carbón ICE ARA CAL-21	68,85	60,79	71,06	61,55	53,47	61,55	11,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	31-dic-20	Mín.	Máx.	30-nov-20	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	30,81 (**)	28,86	30,90	29,14	23,67	29,14	5,7%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	32,72	29,07	33,44	29,34	23,84	29,34	11,5%

(*) Cotización a 29/12/2020

(**) Cotización a 14/12/2020

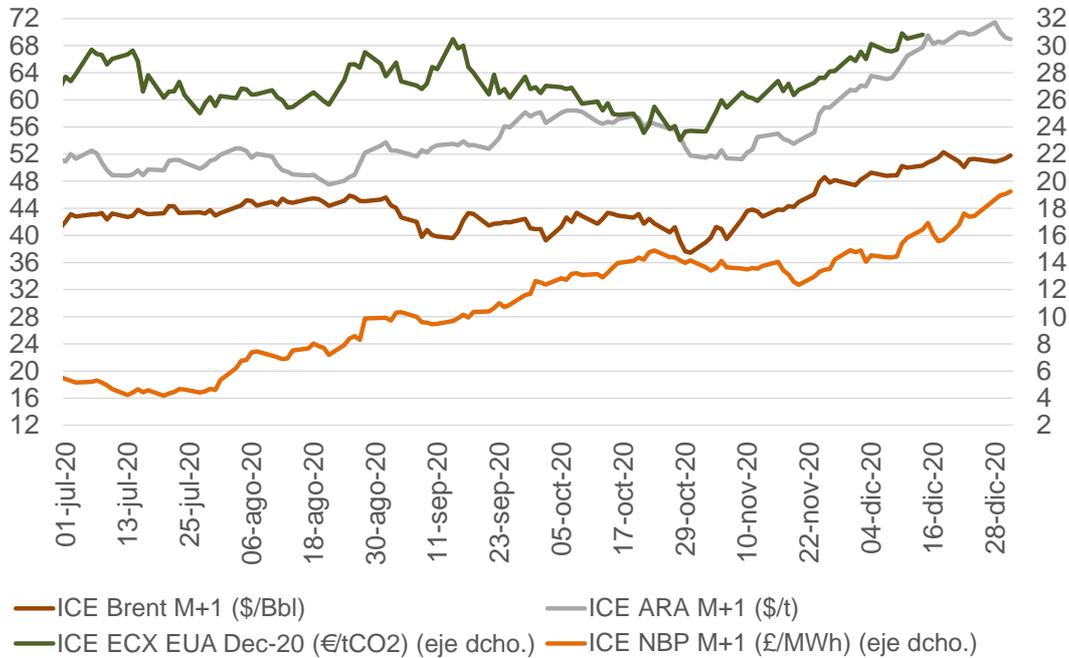
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio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

Nota: cotizaciones de noviembre a 30/11/2020 y cotizaciones de diciembre a 31/12/2020.

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

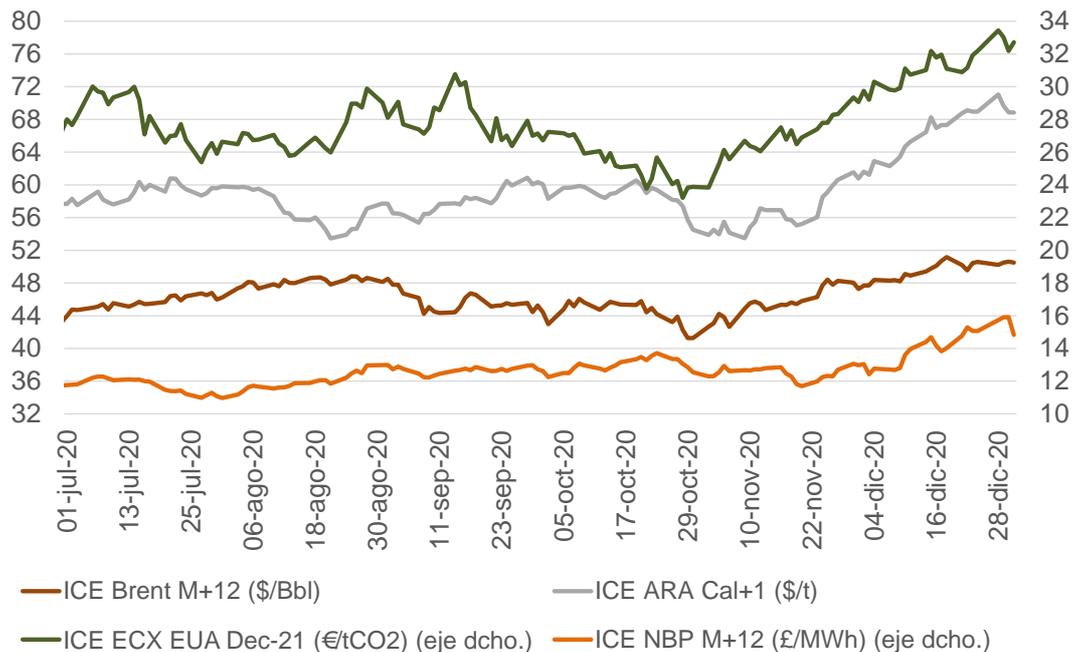
A 31 de diciembre, el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en 1,23 \$/€ frente a 1,20 \$/€ a cierre del mes de noviembre. Asimismo, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se mantuvo a 31 de diciembre en 0,90 £/€, al igual que a cierre del mes de noviembre.

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 al 31 de diciembre de 2020



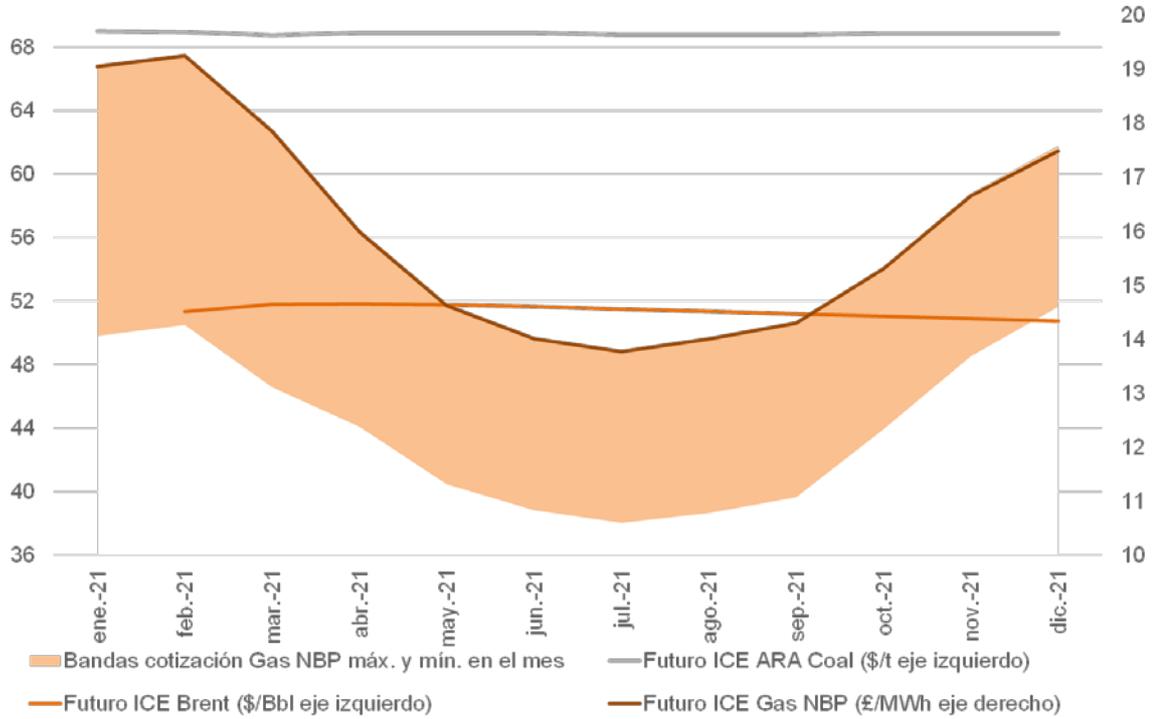
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 2020



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de diciembre de 2020 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

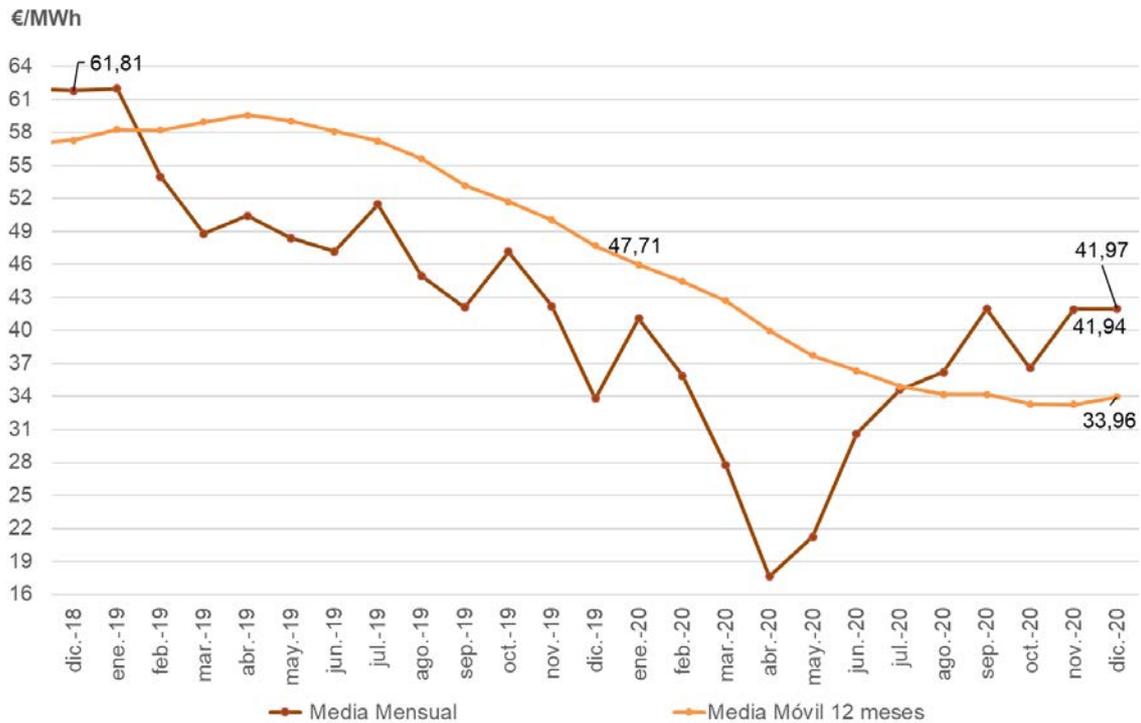
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-21 y Cal-21 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

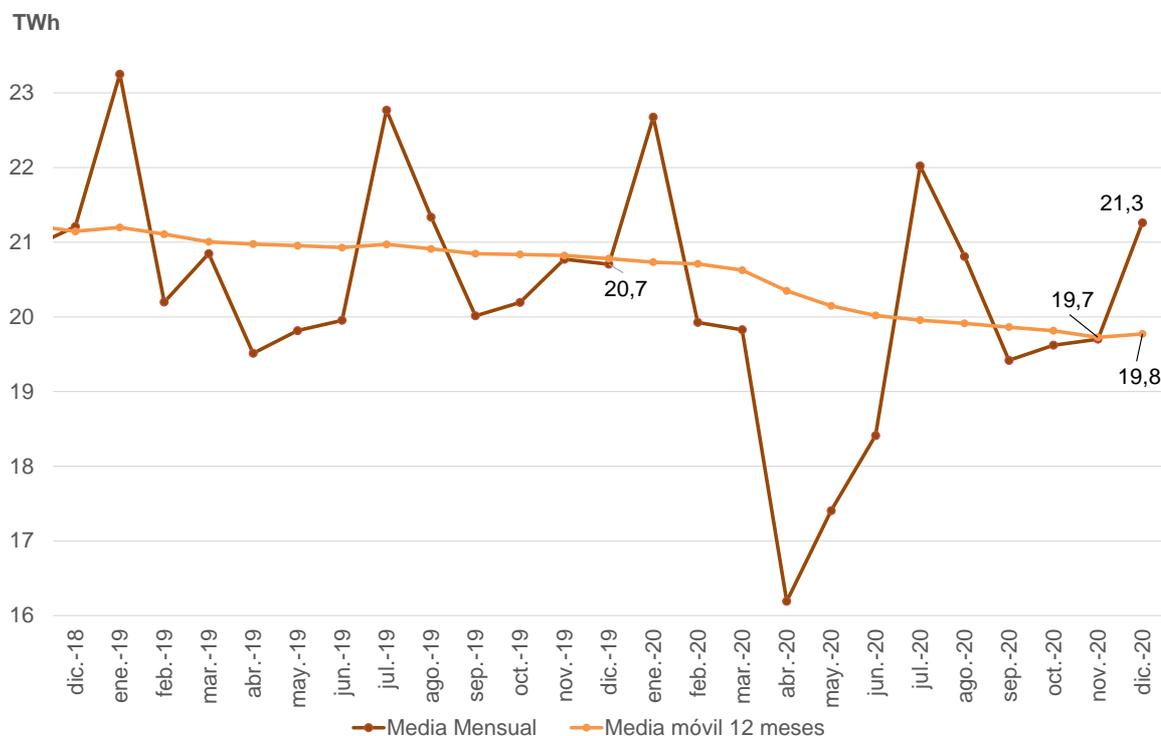
Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
Periodo: diciembre de 2018 a diciembre de 2020



Fuente: OMIE

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

Periodo: diciembre de 2018 a diciembre de 2020



Fuente: REE

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

	dic-20	nov-20	dic-19	% Var. dic-20 vs. nov-20	% Var. dic-20 vs. dic-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,48	2,67	4,94	30,2%	-29,6%	25,87	10,4%	33,01	13,9%
Nuclear	5,26	4,65	4,36	13,1%	20,8%	55,92	22,4%	55,71	23,5%
Carbón	0,23	0,34	0,40	-34,0%	-44,0%	10,84	4,3%	5,00	2,1%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,53	3,19	2,74	-20,6%	-7,5%	51,36	20,6%	38,26	16,1%
Eólica	7,40	4,16	5,22	77,9%	41,8%	52,79	21,2%	53,52	22,6%
Solar fotovoltaica	0,71	0,80	0,50	-10,4%	43,8%	8,84	3,5%	14,98	6,3%
Solar térmica	0,09	0,12	0,08	-28,5%	4,8%	5,41	2,2%	4,87	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,44	0,41	0,30	6,8%	43,8%	3,68	1,5%	4,66	2,0%
Cogeneración	2,36	2,40	2,33	-1,7%	1,2%	29,55	11,8%	27,35	11,5%
Residuos	0,24	0,24	0,22	-0,4%	6,3%	2,77	1,1%	2,57	1,1%
Total Generación	22,75	18,98	21,10	19,8%	7,8%	247,09	99,1%	240,21	101,2%
Consumo en bombeo	-0,54	-0,29	-0,72	86,5%	-25,0%	-3,04	-1,2%	-4,83	-2,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,14	-0,10	-0,12	43,9%	19,5%	-1,69	-0,7%	-1,44	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,81	1,11	0,45	-172,8%	-280,9%	7,02	2,8%	3,31	1,4%
Total Demanda transporte	21,26	19,70	20,71	7,9%	2,7%	249,37	100,0%	237,27	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

