



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

20 de mayo de 2021

IS/DE/003/21

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	11
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	11
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	14
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	22
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	25
5.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	25
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	29
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	30
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	33
5.5. Análisis de los precios spot en España	33

1. Hechos relevantes

Significativo descenso del precio de contado en el mes de febrero

En febrero de 2021, el precio spot de electricidad disminuyó significativamente respecto al precio registrado en enero, situándose en 28,49 €/MWh frente a 60,17 €/MWh del mes anterior. Habrían contribuido a dicha evolución el descenso de la demanda (-16% respecto a enero de 2021; -3% respecto al mismo mes del año anterior), y la mayor contribución de las energías renovables a la cobertura de la demanda (con una cuota del 61%), que se reflejó en un descenso de la producción de los ciclos combinados y de los carbones (-52% y -67%, respectivamente, en relación al mes anterior).

Caída de las cotizaciones a plazo de los contratos con liquidaciones más próximas al vencimiento en los mercados español, alemán y francés

Durante el mes de febrero, la disminución del precio del mercado spot y la tendencia descendente de los precios a plazo de los combustibles (gas y carbón) se vieron reflejados en una caída de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad con vencimiento más próximo (marzo y abril de 2021, y trimestral Q2-21), en todos los subyacentes analizados (español, francés y alemán). Asimismo, disminuyó la cotización del contrato Q4-21 con subyacente español. Por el contrario, aumentaron las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano (Q3-21, Q4-21 y YR-22), en cuya evolución habría influido, en mayor medida, la notable tendencia alcista mostrada por los precios tanto del Brent como de los derechos de emisión de CO₂, que cerraron el mes de febrero (a 26 de febrero) por encima de 37 €/tCO₂.

La variación de las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente español analizados oscilaron entre la caída de 6,1 €/MWh del contrato mensual de marzo de 2021 (40,40 €/MWh a cierre de febrero) y el aumento de 0,55 €/MWh del contrato trimestral Q3-21 (53,25 €/MWh a cierre de febrero). En el mercado alemán, las variaciones de las cotizaciones analizadas oscilaron entre la caída de 4,1 €/MWh del contrato mensual de marzo de 2021 (44,80 €/MWh a cierre de febrero) y el aumento de 2,6 €/MWh del contrato anual con liquidación en 2022 (52,31 €/MWh a cierre de febrero). Por último, en el mercado francés, las variaciones de las cotizaciones analizadas oscilaron entre el descenso de 7,4 €/MWh del contrato mensual de marzo de 2021 (45,99 €/MWh a cierre de febrero) y el incremento de 2,3 €/MWh del contrato anual con liquidación en 2022 (53,39 €/MWh a cierre de febrero).

A 26 de febrero de 2021, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2022 en el mercado español cotizó a 47,60 €/MWh (+0,7% respecto al mes anterior), manteniéndose por debajo de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (52,31 €/MWh; +5,3%), y por debajo de la del contrato equivalente en Francia (53,39 €/MWh; +4,5% respecto al mes anterior).

Notable aumento de los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo

En el mes de febrero de 2021, es un contexto de menor volatilidad de precios respecto al mes anterior, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX aumentó un 20,2%, situándose en torno a 18,4 TWh, frente a 15,3 TWh negociados en enero. No obstante, la negociación se redujo un 14,1% respecto al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (21,4 TWh). El notable aumento de la negociación tanto en el mercado OTC (21,6%) como en el mercado organizado de EEX (16,7%), compensó la caída del volumen negociado a través del mercado organizado de OMIP (-4,2% respecto al mes de enero). No obstante, en el mes de febrero, se redujo el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 7,2%) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en relación al del mes anterior (8,3%).

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en febrero de 2021 (18,4 TWh) representó el 95,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,3 TWh¹), superior al porcentaje (99%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2020 (235 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh).

En febrero de 2021, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2021, que ascendió a 4,8 TWh, con el 26,1% del volumen total negociado en dicho mes; seguido de los contratos con liquidación en el segundo semestre de 2021, que se situó en 4,6 TWh, con el 25% del volumen total negociado en febrero. El volumen negociado de contratos con liquidación a más largo plazo (a partir de 2023) fue de 0,6 TWh (3,5% del total negociado) (véase Gráfico 11).

Similar volumen de contratos con liquidación en los meses de enero y febrero de 2021

Hasta el 28 de febrero, el volumen de negociación, en los mercados OTC, OMIP y EEX, sobre contratos con liquidación en febrero de 2021 se situó en torno a 14.783 GWh, un 0,6% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2021 (14.868 GWh), y un 7,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2020 (15.983 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en febrero de 2021, el 90,2% (13.339 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual feb-21 trimestral Q1-21 y anual 2021), mientras que el 9,8% restante (1.444 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 febrero de 2020, el volumen total negociado en los mercados a plazo (21,4 TWh) representó el 107,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (19,9 TWh).

A 28 de febrero de 2021, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en febrero de 2021 (14.783 GWh) ascendería a 132,6 millones de €³, un 91% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en enero de 2021 negociados en dichos mercados (69,4 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en febrero de 2021, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,58 €/MWh, superior en 6,58 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 28 de febrero de 2021 (40,00 €/MWh)⁴.

Subida en el precio del Brent y caída generalizada de las cotizaciones de gas natural y carbón en los mercados europeos, en un contexto de evolución bajista de la referencia asiática JKM y de mayor disponibilidad de GNL

En el mes de febrero de 2021, se mantuvo la tendencia alcista mostrada en los meses anteriores por los precios de referencia del Brent, ante el anuncio de Arabia Saudí de realizar un recorte voluntario en su producción durante el mes de marzo, la caída de la producción de petróleo de Estados Unidos, las expectativas de recuperación económica tras la pandemia, y la previsión de aumento de la demanda a medida que vaya avanzando la vacunación frente al COVID-19. De este modo, la cotización spot del Brent aumentó hasta alcanzar valores que no se habían registrado desde marzo de 2020, situándose al cierre de mes en 65,92 \$/Bbl (cotización a 26 de febrero; +19,6% respecto del mes anterior). Por su parte, las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses aumentaron un 18,3% y un 13,6%, respectivamente, cerrando el mes de febrero (cotizaciones a 26 de febrero) en 66,13 \$/Bbl y 59,48 \$/Bbl, respectivamente.

Por el contrario, cayeron las cotizaciones de los contratos de gas natural y carbón (ICE ARA), en un contexto de previsión de temperaturas más suaves y de relajación en las limitaciones de suministro de GNL, al registrarse una tendencia descendente en el precio de la referencia asiática (JKM). Así, disminuyeron significativamente las cotizaciones de las referencias spot de gas NBP, MIBGAS y PEG (un 25,7%, un 26,2% y un 21,9%, respectivamente). Asimismo,

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

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de febrero provienen del contrato trimestral Q1-21 y el contrato anual con liquidación en 2021, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los dos primeros meses del año 2021.

descendieron las cotizaciones de gas NBP con entrega en el Q2-21, Q3-21 y Q4-21 (un 11,6%, un 7,9% y 4,9%, respectivamente). Por su parte, las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) Mar-21, Q2-21 y Cal-22 disminuyeron un 5,6%, un 4,0 y un 1,3%, respectivamente.

Por el contrario, los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2021 y en diciembre de 2022 aumentaron un 13,1% y 13,3% respectivamente, situándose, a cierre del mes de febrero, en 37,28 €/tCO₂ y 37,60 €/tCO₂, en un contexto de fuerte demanda y limitada oferta, y ante el anuncio de la Comisión Europea de adoptar medidas que limiten la participación en el mercado de derechos de emisión a los operadores especulativos.

La cotización del **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Por su parte, la referencia JKM a un mes vista se situó, el 26 de febrero, en 17,44 €/MWh (un 30,1% inferior al precio del 29 de enero de 2021: 24,94 €/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)

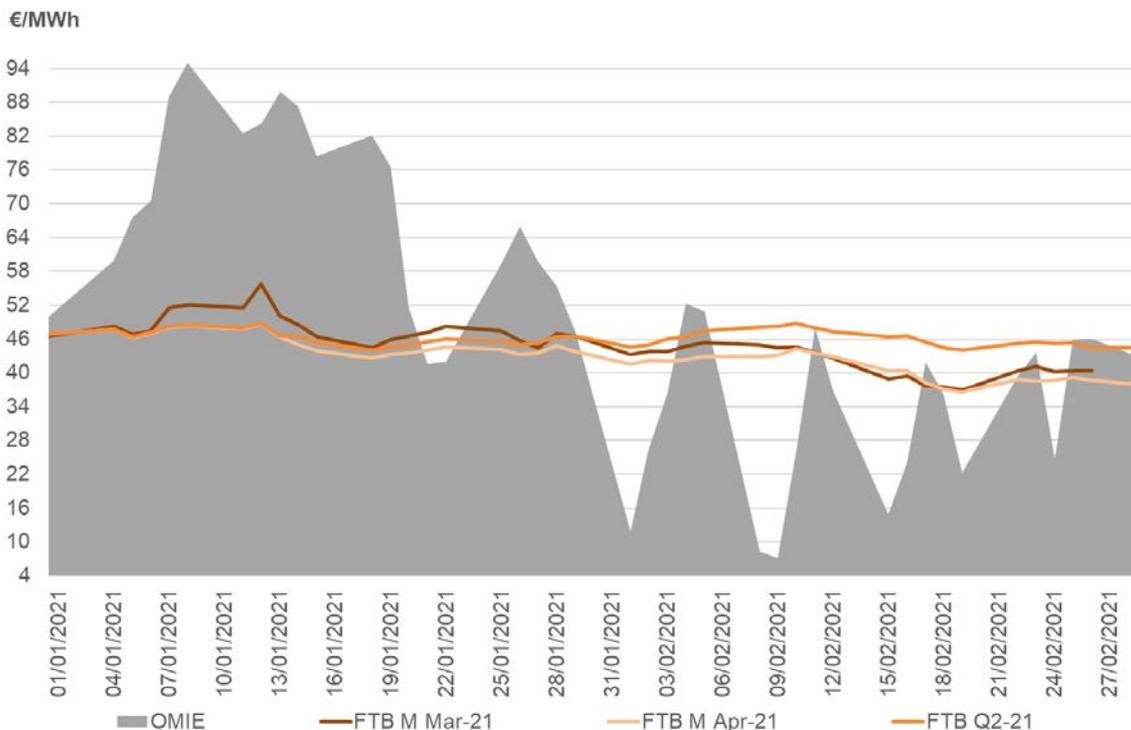
Contratos	MES DE FEBRERO DE 2021				MES DE ENERO DE 2021				% Δ Últ. Cotiz. feb-21 vs. ene-21
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Mar-21	40,40	45,40	36,90	41,71	46,50	55,75	44,40	48,08	-13,1%
FTB M Apr-21	38,60	44,27	36,65	40,69	43,75	48,65	42,58	45,34	-11,8%
FTB M May-21	43,92	50,07	43,92	46,86	47,53	47,64	44,00	46,36	-7,6%
FTB Q2-21	44,50	48,80	44,00	46,13	46,50	48,80	49,00	51,36	-4,3%
FTB Q3-21	53,25	55,80	51,50	54,03	52,70	53,05	53,70	55,24	1,0%
FTB Q4-21	54,40	57,75	54,40	55,97	55,15	57,75	45,37	48,21	-1,4%
FTB Q1-22	50,10	50,97	49,65	50,35	50,15	50,15	45,25	47,05	-0,1%
FTB YR-22	47,60	49,60	46,95	48,37	47,25	48,25	43,00	43,50	0,7%
FTB YR-23	43,15	43,90	42,90	43,32	43,25	44,93	43,56	45,85	-0,2%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de febrero a 26/02/2021 y últimas cotizaciones de enero a 29/01/2021.

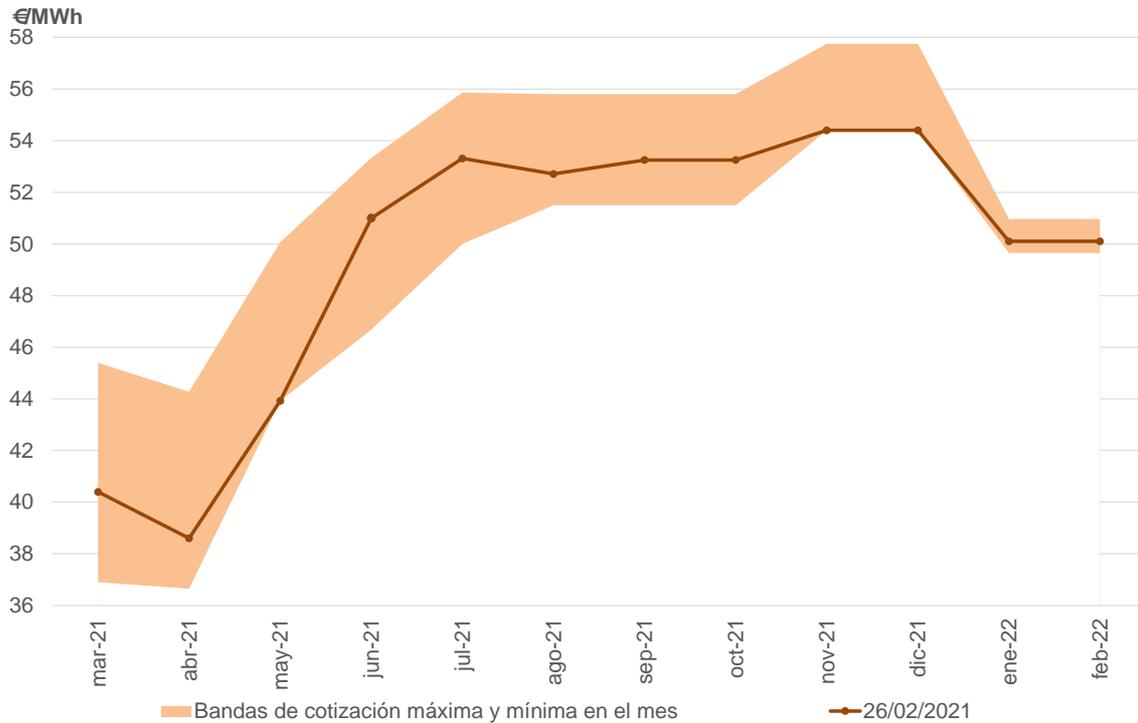
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo del 1 de enero al 28 de febrero 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 febrero de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

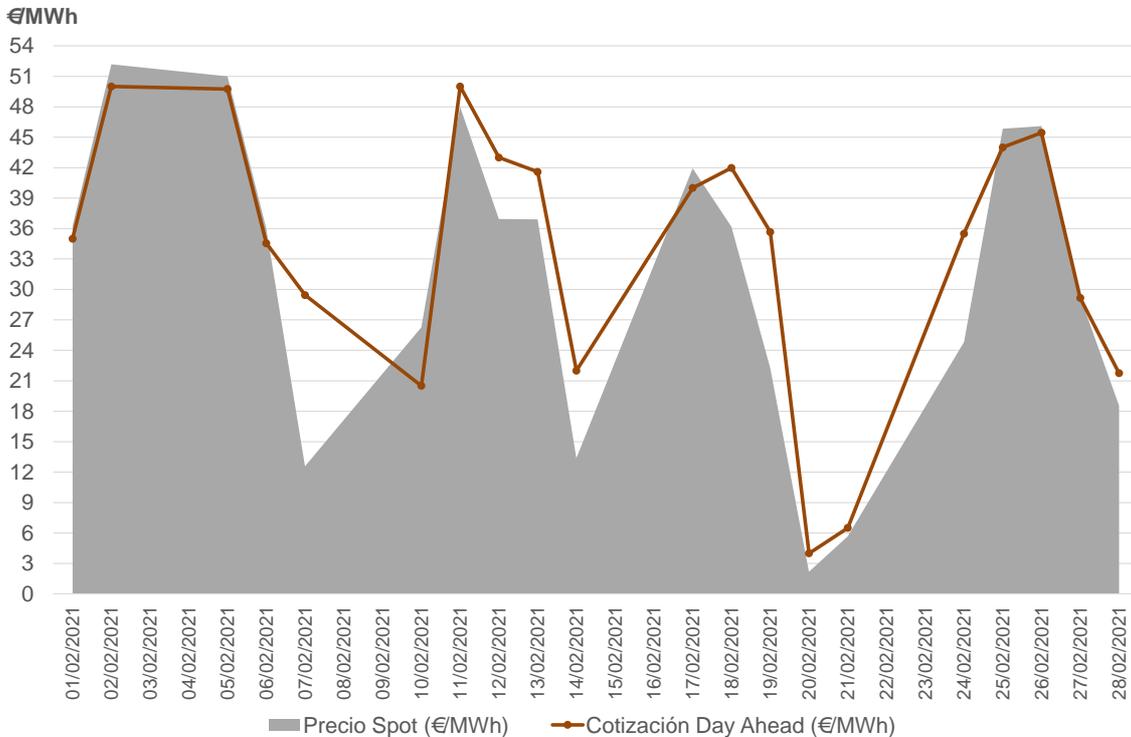
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de agosto de 2020 al 29 de enero de 2021



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: febrero de 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 33,99 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 31,11 €/MWh.

Prima de riesgo en febrero de los contratos *day-ahead*: 2,88 €/MWh.

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

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

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

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual febrero 2021	Mes anterior enero 2021	% Variación	Acumulado 2021	Total 2020	2021 (%)	2020 (%)
OMIP	745	778	-4,2%	1.523	8.632	4,5%	3,7%
EEX	582	499	16,7%	1.081	7.536	3,2%	3,2%
OTC	17.056	14.024	21,6%	31.080	218.815	92,3%	93,1%
OTC registrado y compensado**:	17.294	14.562	18,8%	31.856	228.065	94,6%	97,1%
<i>OMIClear</i>	1.238	959	29,1%	2.196	18.447	6,5%	7,9%
<i>BME Clearing</i>	1.296	1.053	23,0%	2.349	27.772	7,0%	11,8%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	14.761	12.550	17,6%	27.312	181.845	81,1%	77,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	18.384	15.300	20,2%	33.684	234.983	100,0%	100,0%

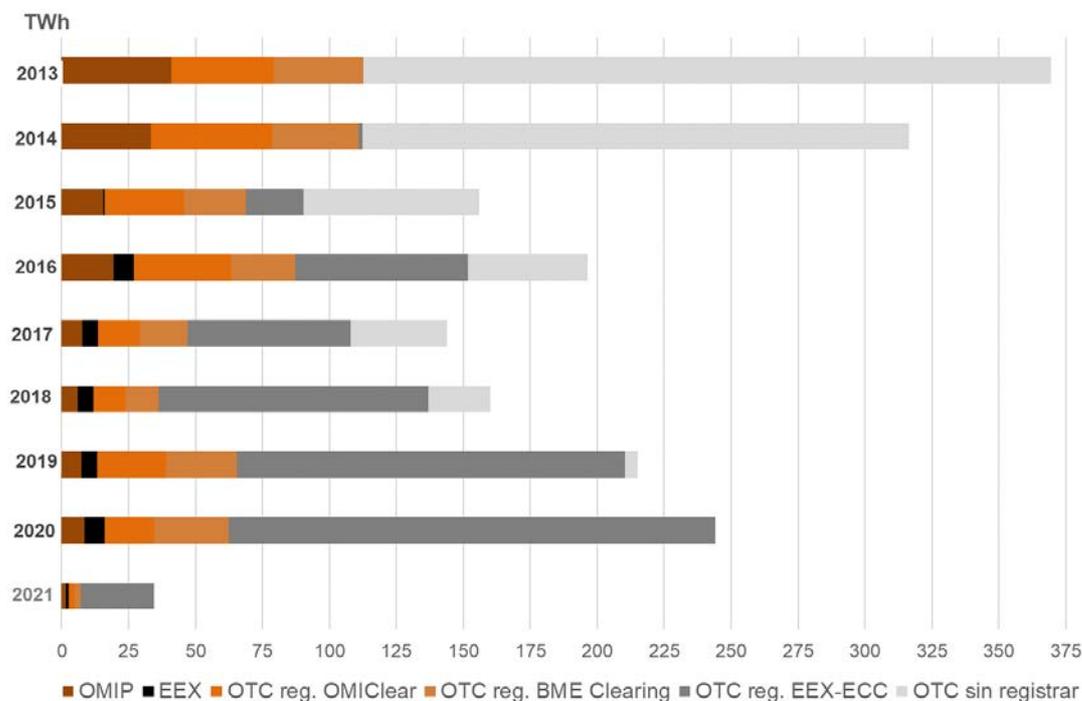
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

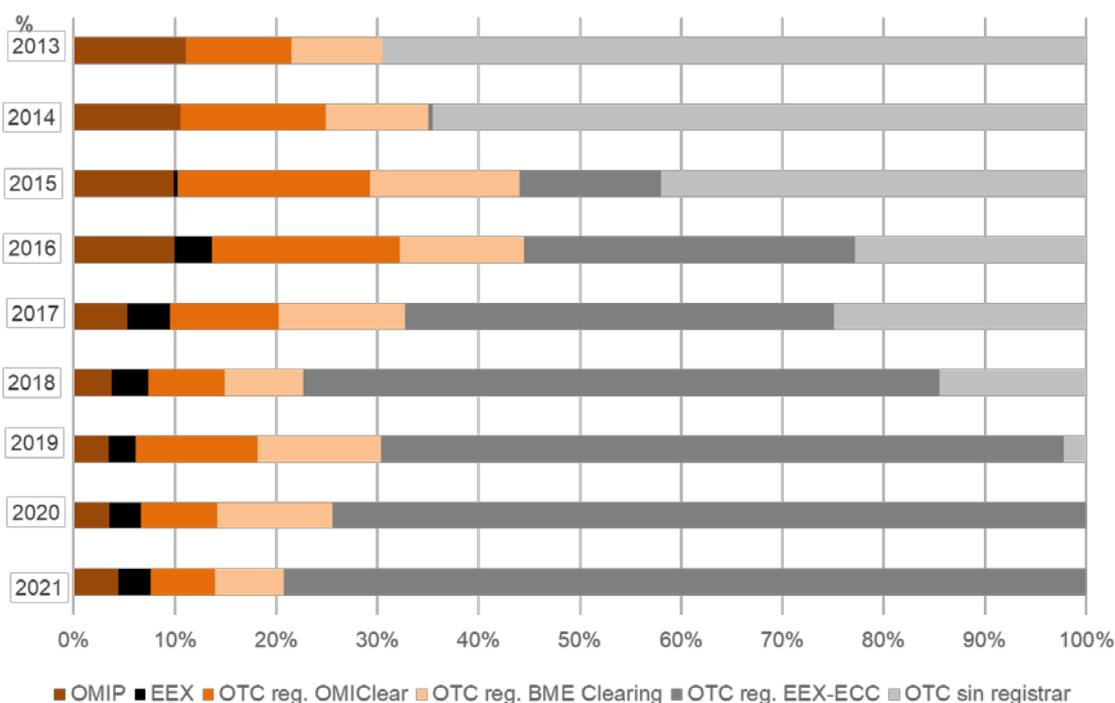
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a febrero de 2021



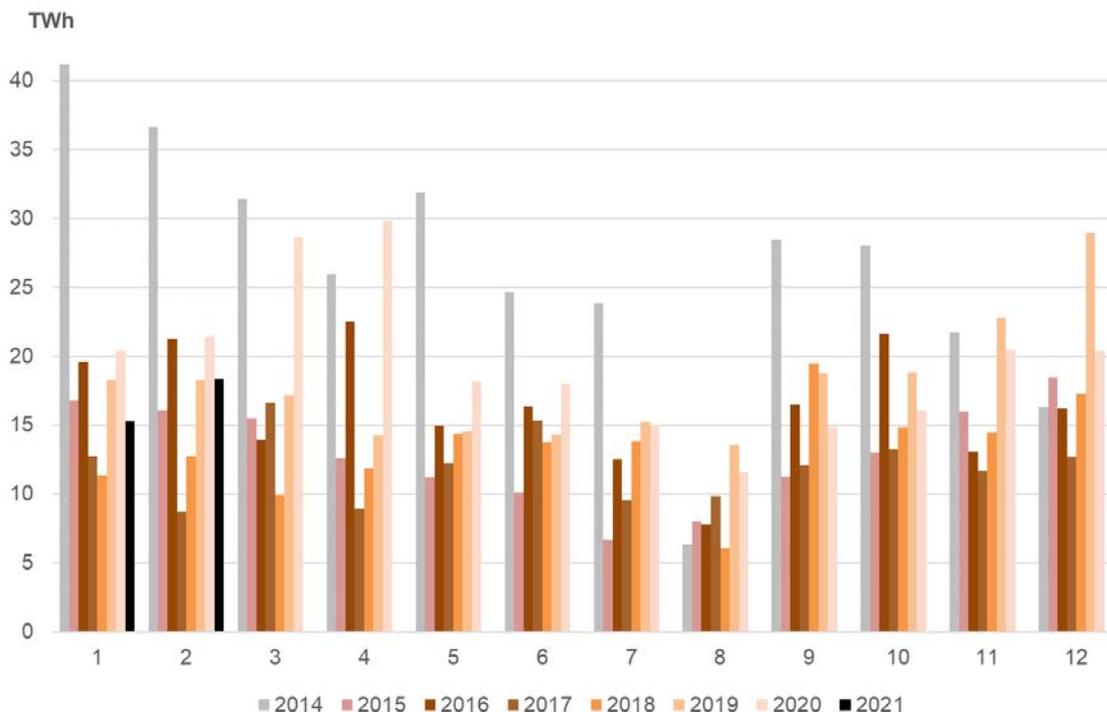
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a febrero de 2021



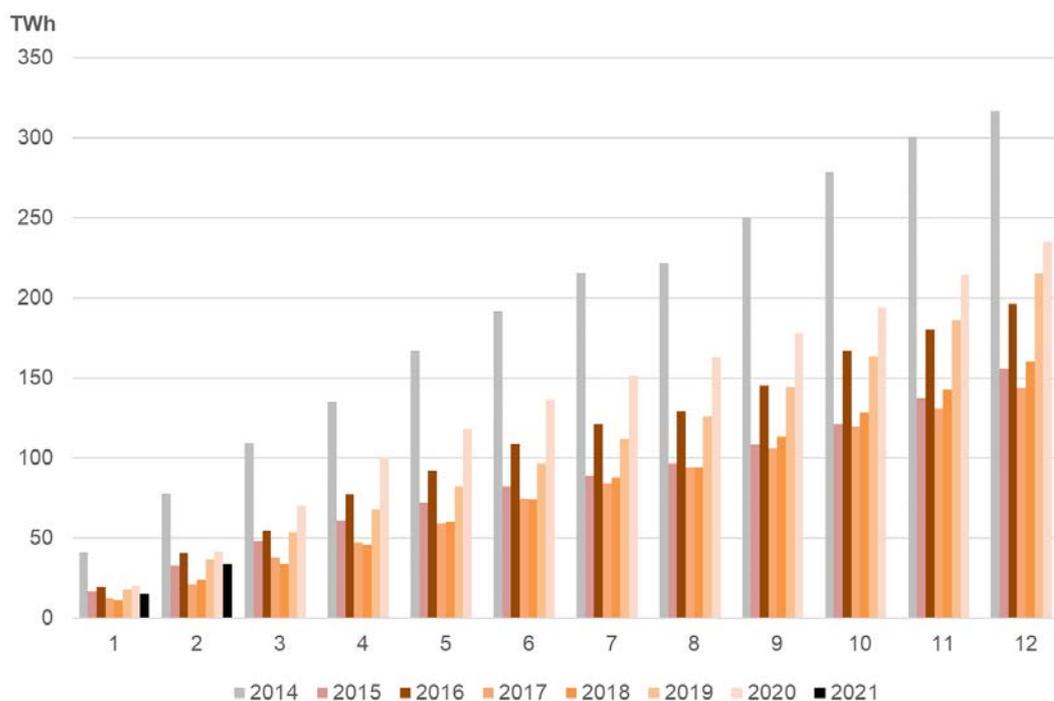
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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

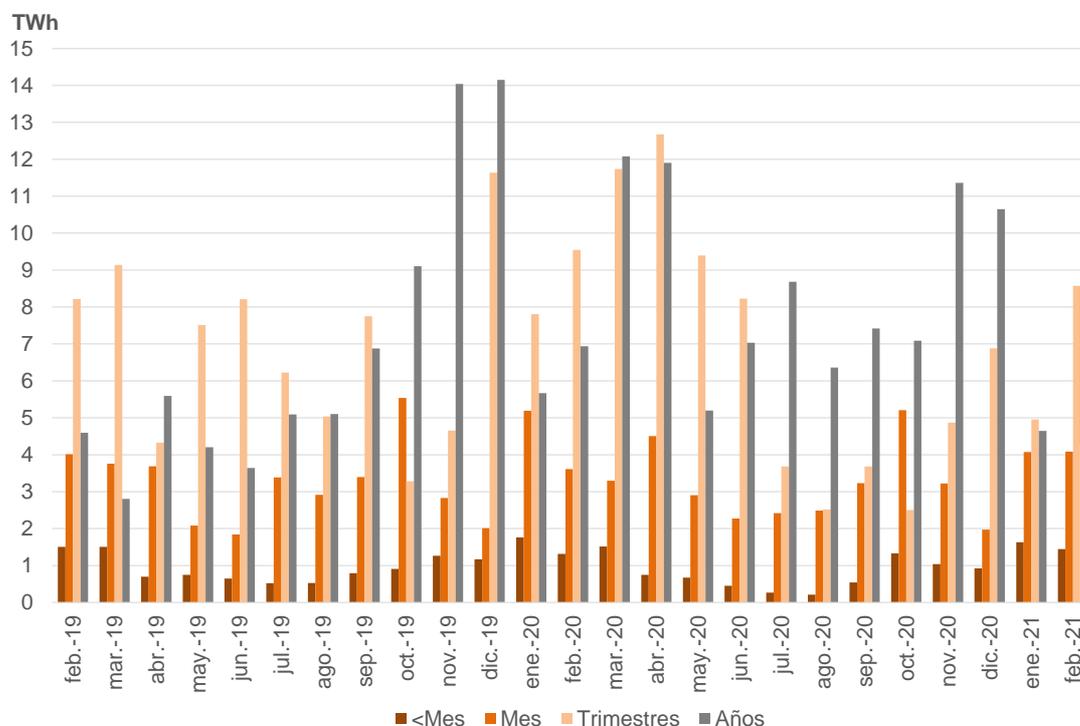
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual febrero-21	Mes anterior enero-21	% Variación	Acumulado 2021	% Acumulado 2021	Total 2020	% Total 2020
Diario	361	151	139,3%	511	16,6%	3.464	32,2%
Fin de semana	142	129	10,1%	271	8,8%	768	7,1%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	941	1.351	-30,3%	2.291	74,5%	6.539	60,7%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.444	1.630	-11,5%	3.074	9,1%	10.770	4,6%
Mensual	4.083	4.071	0,3%	8.154	26,6%	40.310	18,0%
Trimestral	8.573	4.957	73,0%	13.530	44,2%	83.520	37,3%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	4.284	4.643	-7,7%	8.927	29,2%	100.383	44,8%
Total Largo Plazo	16.940	13.670	23,9%	30.610	90,9%	224.213	95,4%
Total	18.384	15.300	20,2%	33.684	100,0%	234.983	100%

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

Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021

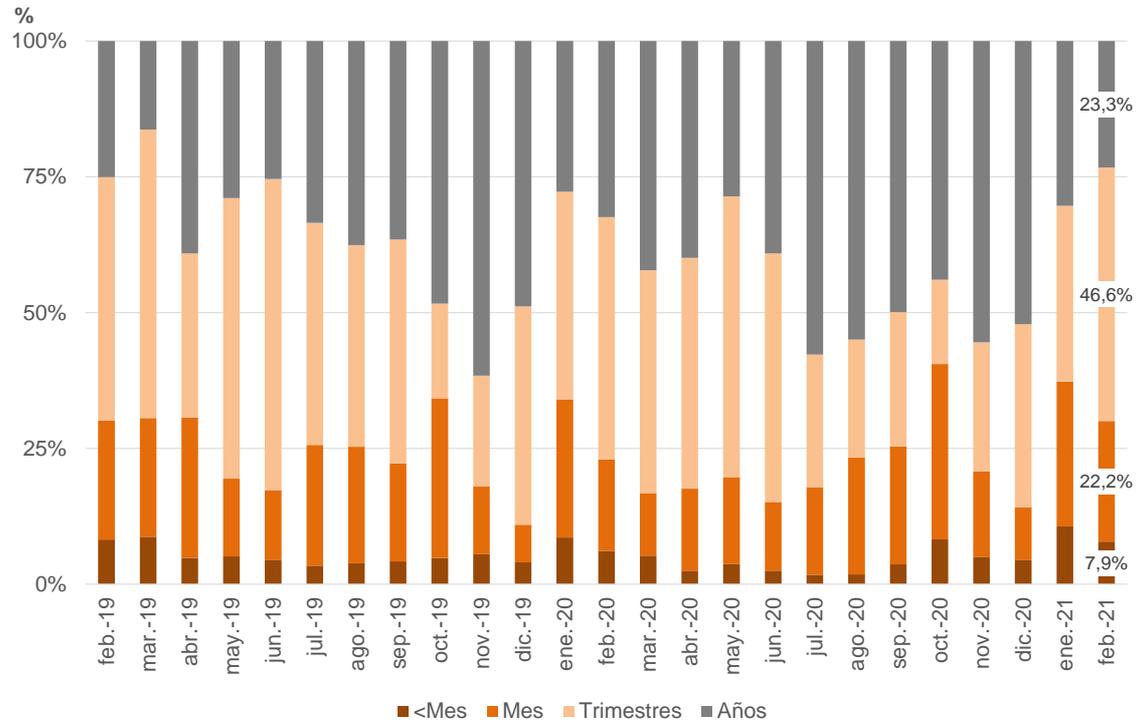


Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Igual o superior a 1 año.

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 %)

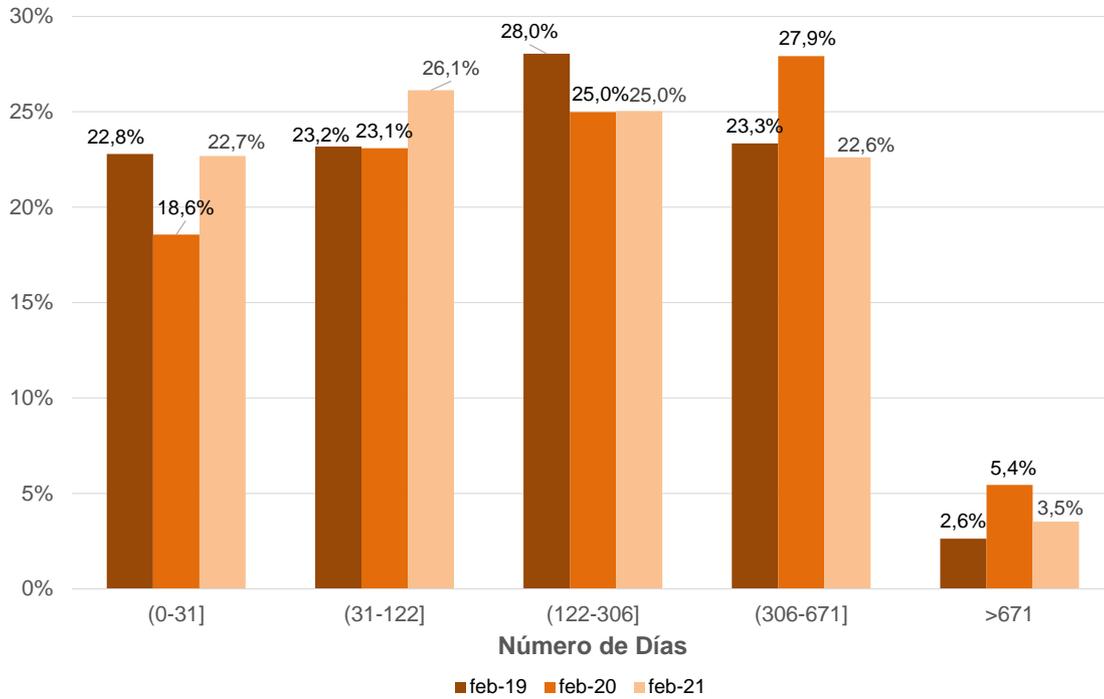
Periodo: febrero 2019 a febrero de 2021



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

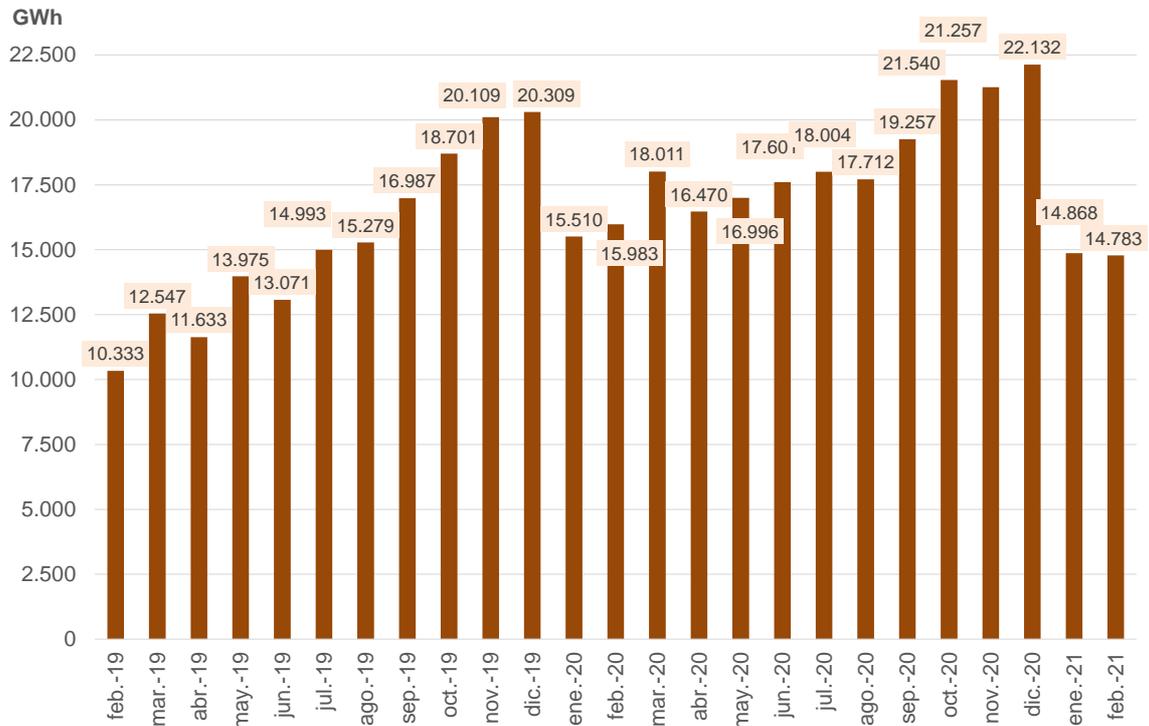
Gráfico 11. Energía negociada en febrero (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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: febrero de 2019 a febrero de 2021 ⁶

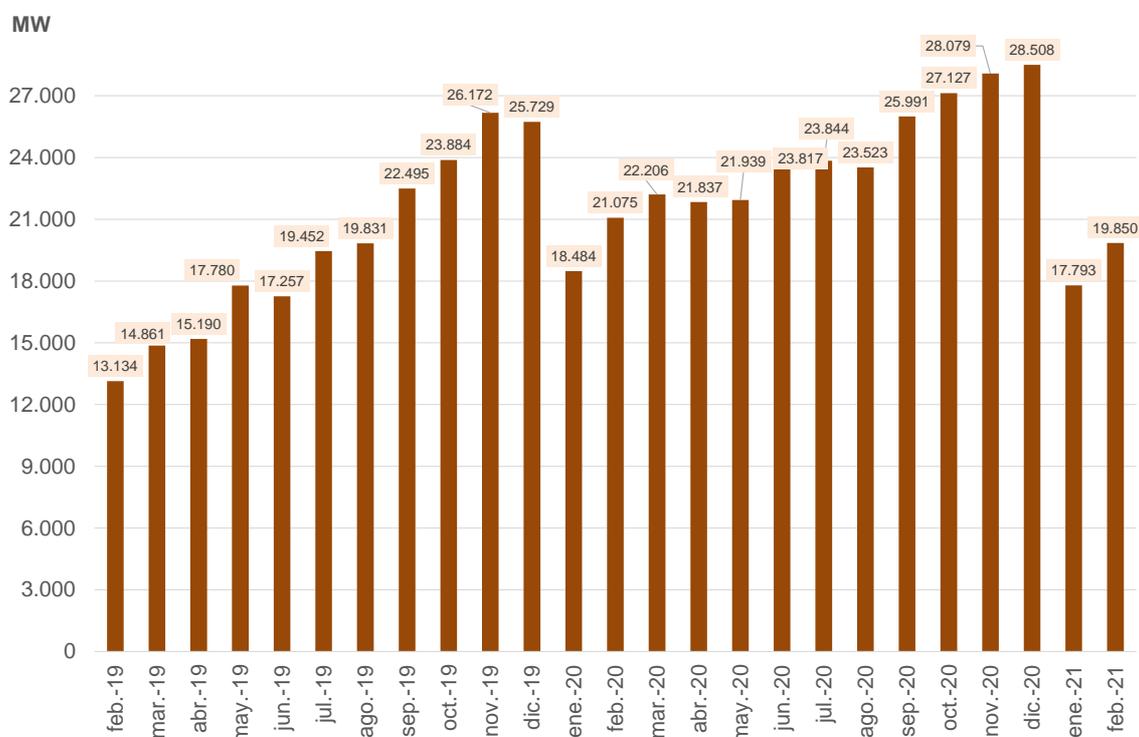


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de febrero se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2021: mensual febrero-21, trimestral Q1-21, anual YR-21, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en febrero de 2021, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Gráfico 13. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX*, por mes de liquidación

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



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

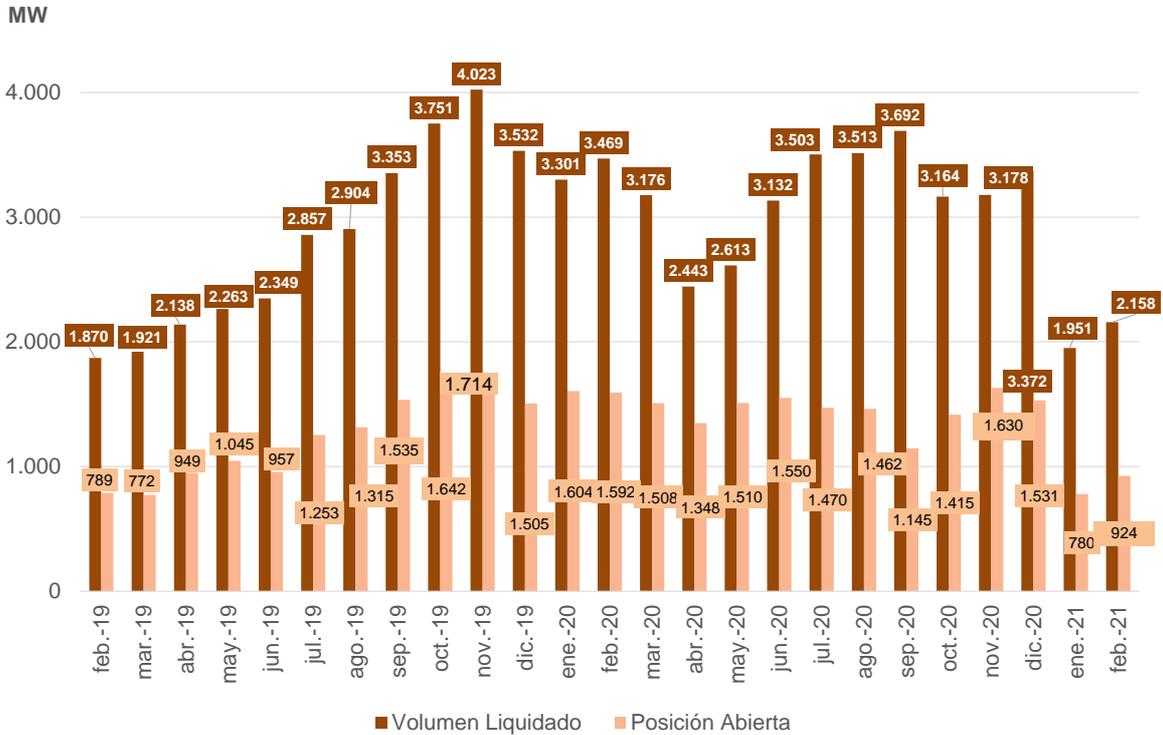
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de febrero de 2021 (19.850 MW) representó el 69,2% de la demanda horaria media de dicho mes (28.670 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta^{7*}

Periodo: febrero de 2019 a febrero 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.

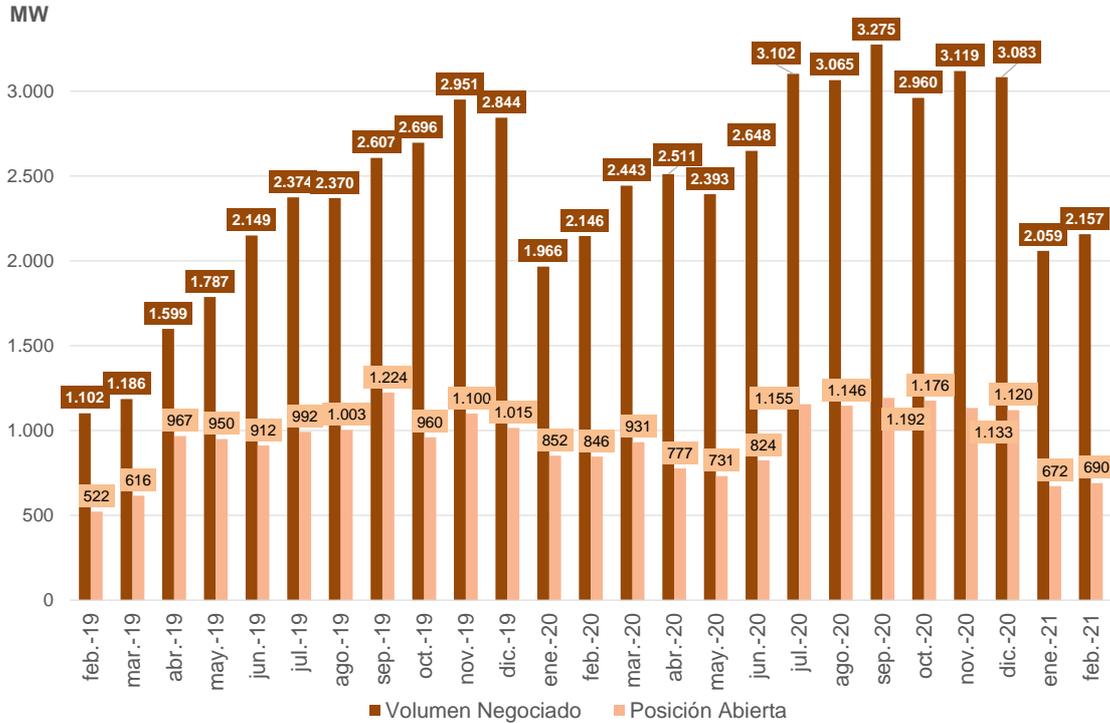
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

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

Posición abierta en BME Clearing

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

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



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

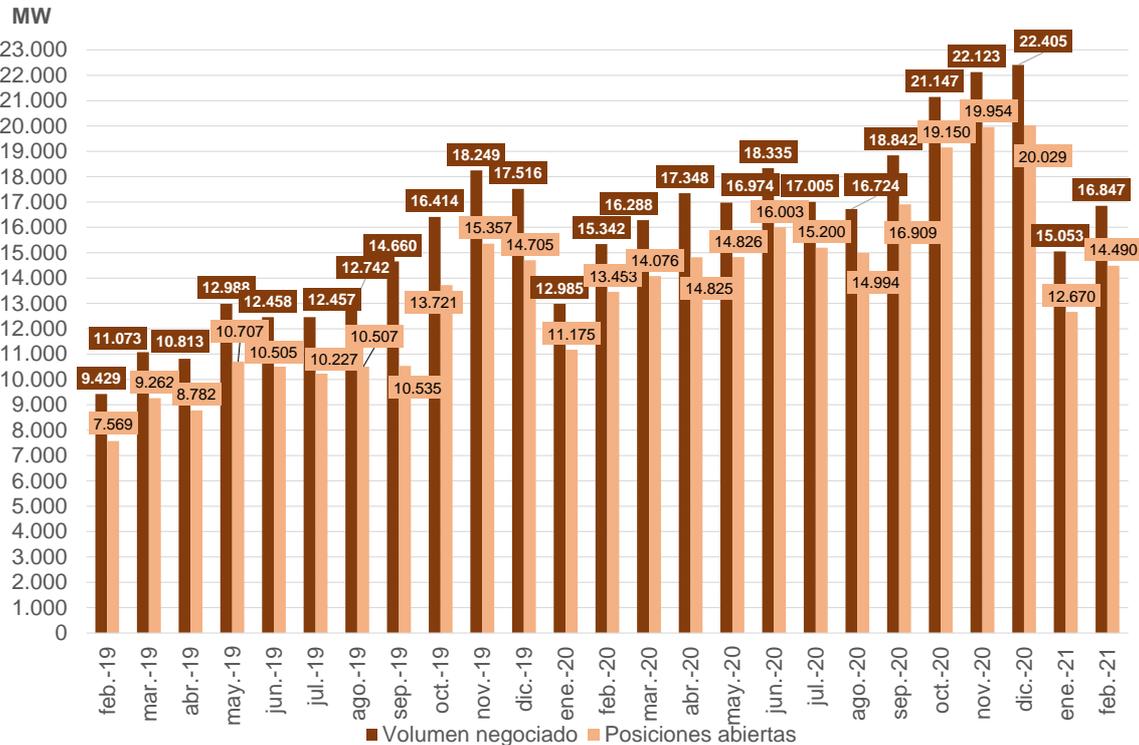
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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

Posición abierta⁹ en European Commodity Clearing¹⁰

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

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



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

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

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

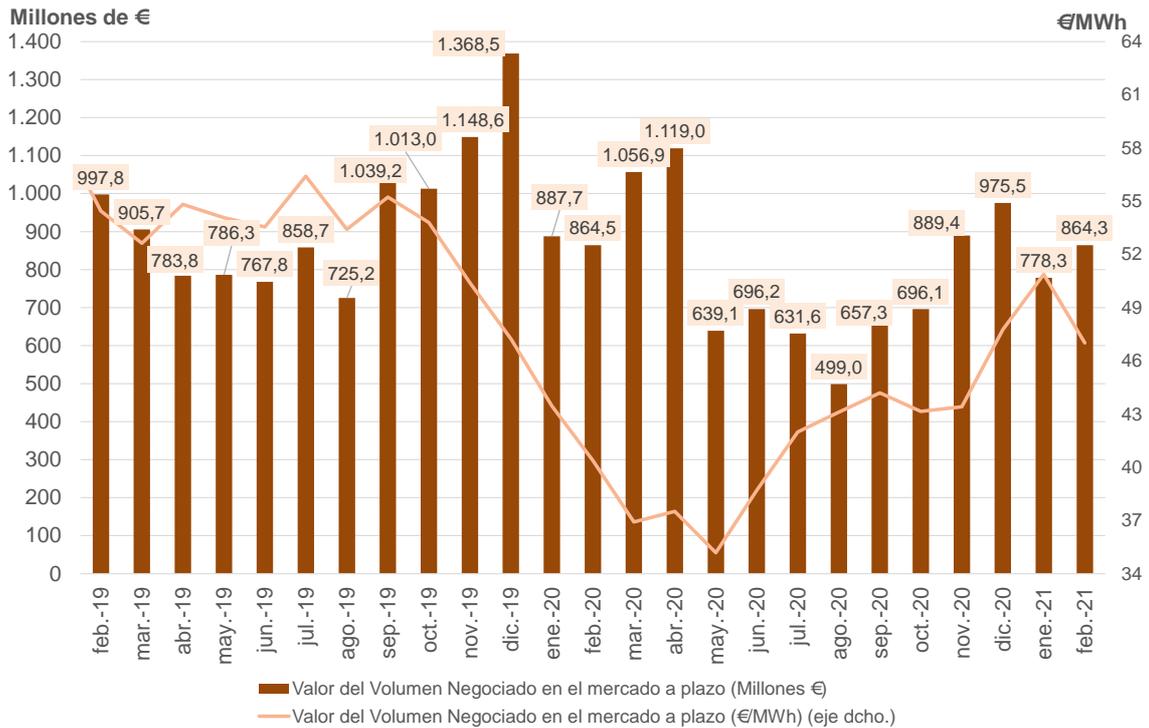
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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

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

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

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



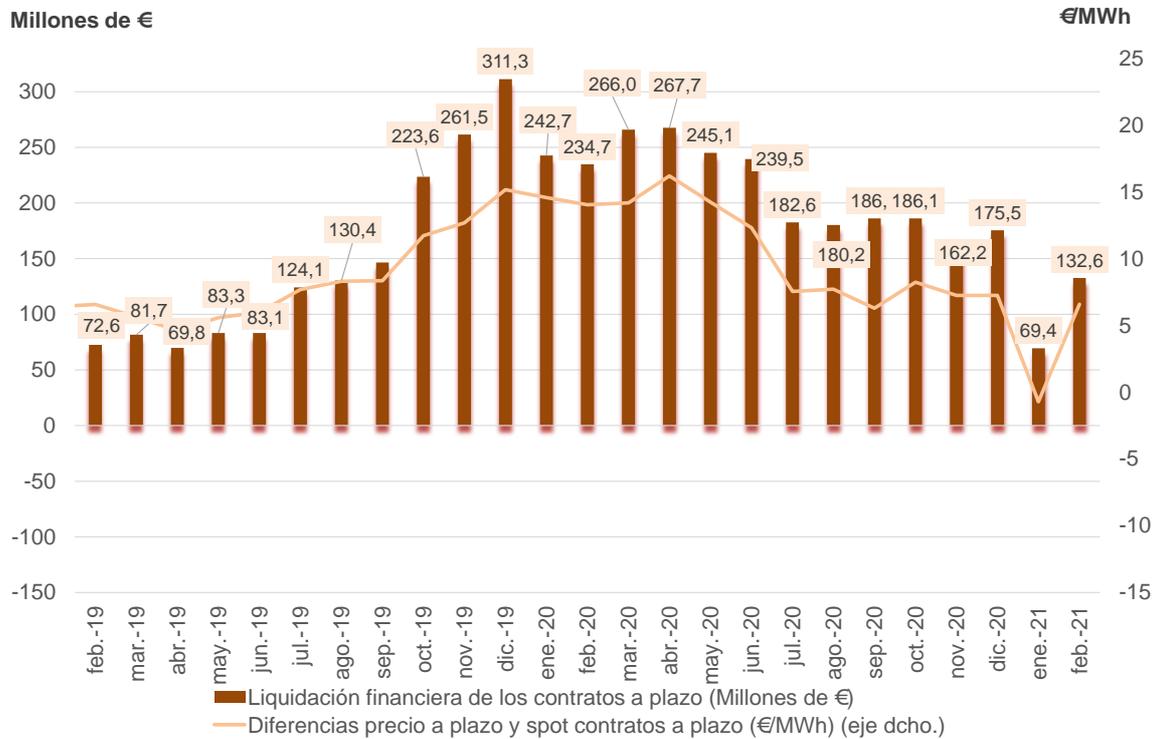
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en febrero de 2021 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 18,4 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en febrero de 2021: 47,01 €/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 28 de febrero de 2021.

Periodo: de febrero de 2019 a febrero de 2021

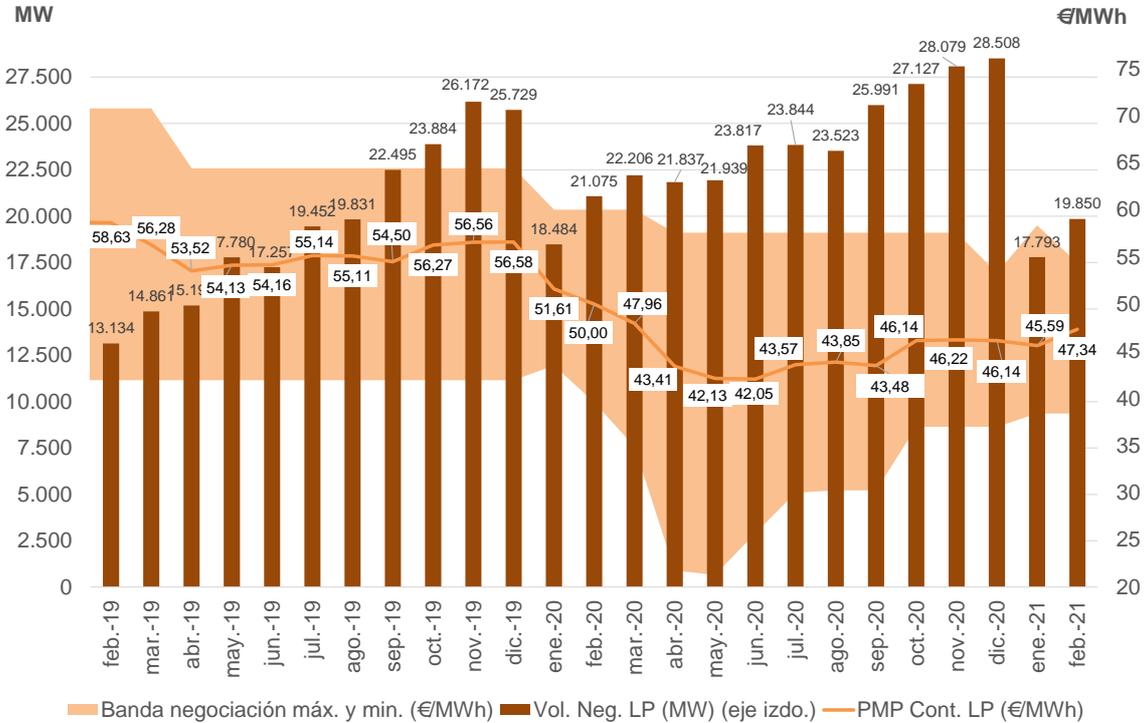


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de febrero de 2021 (mensual feb-21, trimestral Q1-21, anual YR-21), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 47,34 €/MWh, fue superior en 6,12 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 28 de febrero de 2021 (41,21 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en febrero de 2021, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 39,59 €/MWh, superior en 10,84 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 28 de febrero de 2021 (28,75 €/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: febrero de 2019 a febrero de 2021



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

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

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

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

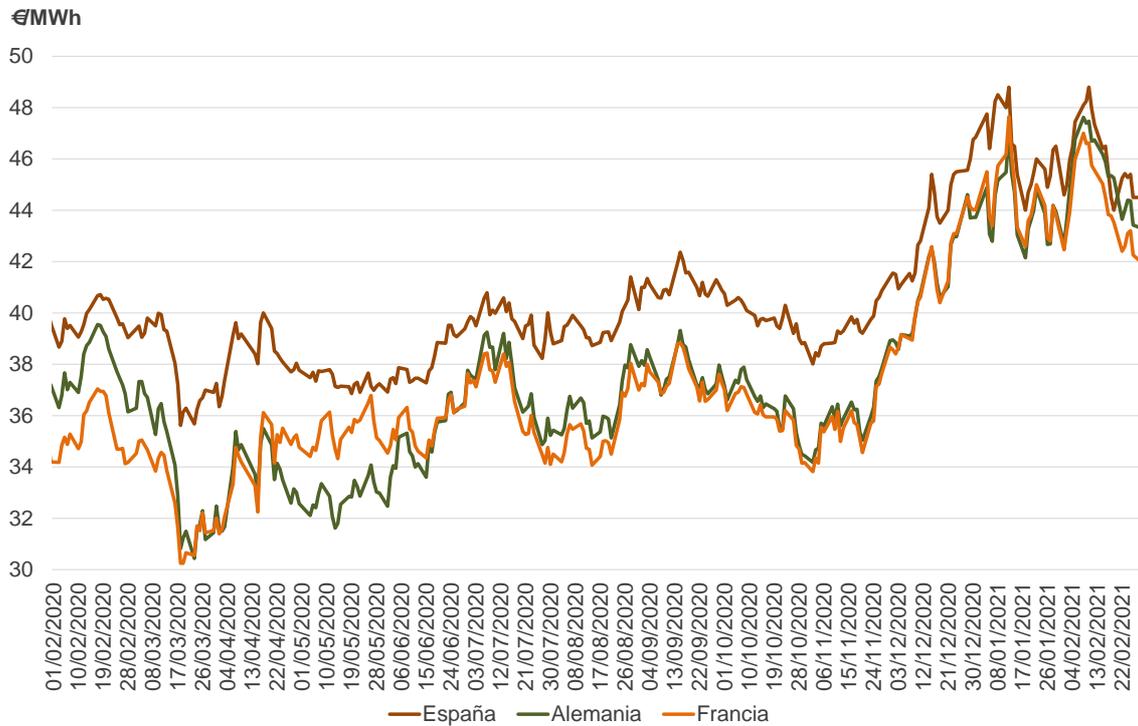
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	febrero-21	enero-21	% Variación feb. vs. ene.	febrero-21	enero-21	% Variación feb. vs. ene.	febrero-21	enero-21	% Variación feb. vs. ene.
mar.-21	40,40	46,50	-13,1%	44,80	48,85	-8,3%	45,99	53,39	-13,9%
abr.-21	38,60	43,75	-11,8%	42,70	44,50	-4,0%	42,34	46,04	-8,0%
Q2-21	44,50	46,50	-4,3%	44,39	43,95	1,0%	43,10	43,81	-1,6%
Q3-21	53,25	52,70	1,0%	47,70	46,65	2,3%	45,61	45,58	0,1%
Q4-21	54,40	55,15	-1,4%	53,41	51,06	4,6%	60,85	58,91	3,3%
YR-22	47,60	47,25	0,7%	52,31	49,69	5,3%	53,39	51,08	4,5%

Nota: últimas cotizaciones de enero a 29/01/2021 y últimas cotizaciones de febrero a 26/02/2021.
Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre Austria y Alemania. A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

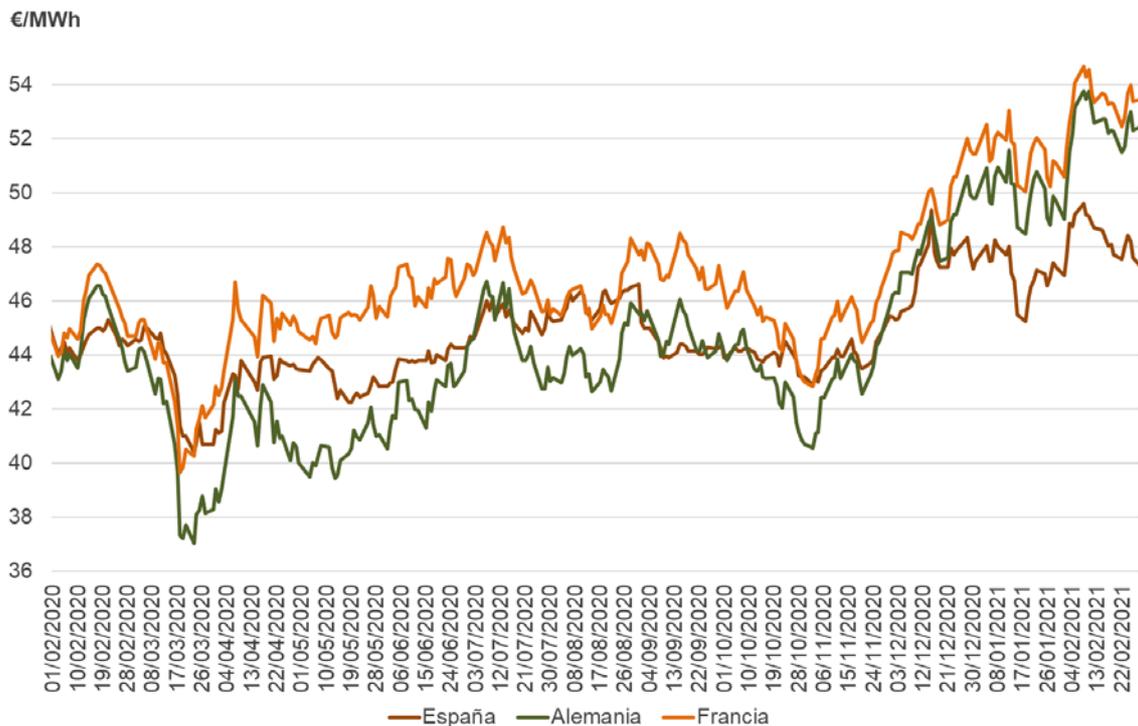
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 febrero de 2020 a 26 de febrero de 2021



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-22 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 febrero de 2020 a 26 de febrero de 2021



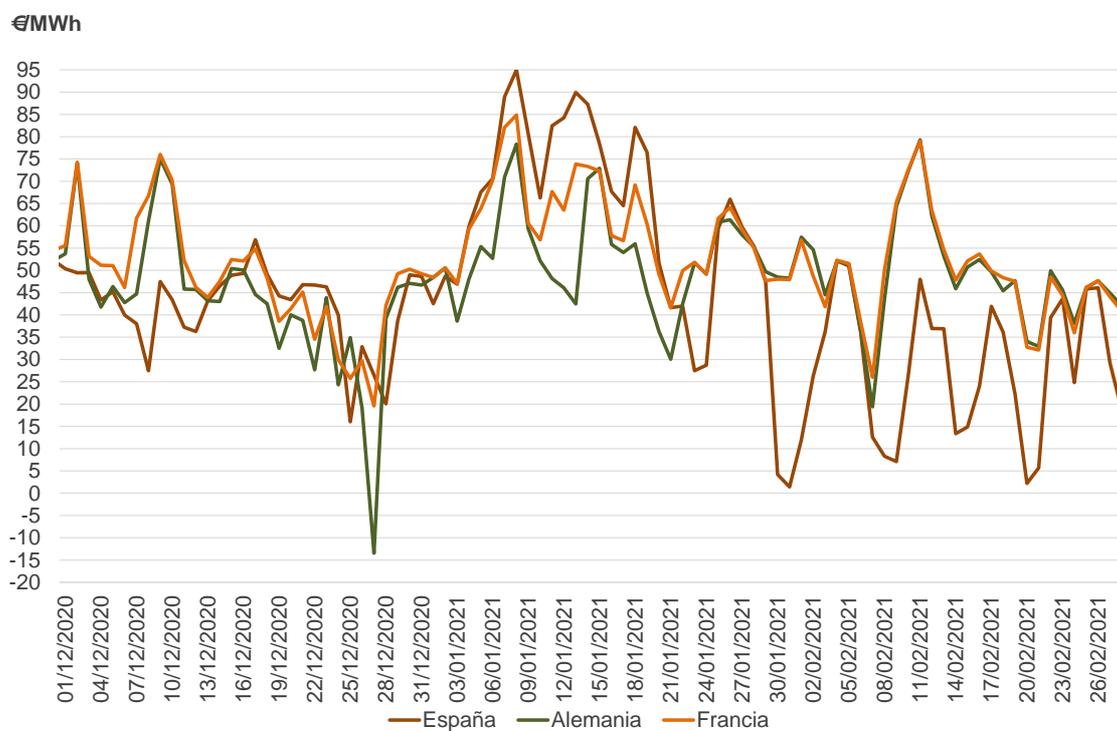
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	febrero-21	enero-21	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	28,49	60,17	-52,6%
Alemania	48,70	52,81	-7,8%
Francia	49,01	59,48	-17,6%

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

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de diciembre de 2020 a 28 de febrero de 2021



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

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh)

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899
oct-20	245.842	49.633
nov-20	297.665	54.747
dic-20	236.652	43.192
ene-21	197.408	32.767
feb-21	227.415	31.030

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

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

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de febrero de 2019 a febrero 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
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37
oct-20	40,50	36,56	3,94	37,43	33,97	3,46	41,97	37,89	4,08
nov-20	40,00	41,94	-1,94	36,09	38,79	-2,70	40,40	40,11	0,29
dic-20	45,15	41,97	3,18	44,93	43,52	1,41	51,18	48,42	2,76
ene-21	56,03	60,17	-4,14	54,53	52,81	1,72	63,52	59,48	4,04
feb-21	52,50	28,49	24,01	54,41	48,70	5,71	59,48	49,01	10,47

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

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

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

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

	Cotizaciones en Feb.-21: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ene.2021: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	26-feb-21	Mín.	Máx.	29-ene-21	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	65,92	55,82	66,81	55,13	50,34	56,13	19,6%
Brent entrega a un mes	66,13	56,35	67,04	55,88	51,09	56,58	18,3%
Brent entrega a doce meses	59,48	53,26	61,20	52,35	49,99	53,98	13,6%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	14,08	13,48	19,62	18,94	18,17	26,93	-25,7%
Gas NBP entrega Q2-21	13,17	13,15	15,48	14,90	14,22	16,36	-11,6%
Gas NBP entrega Q3-21	13,18	13,18	15,10	14,32	13,58	15,01	-7,9%
Gas NBP entrega Q4-21	15,96	15,77	17,74	16,78	16,12	17,76	-4,9%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	15,34	15,23	18,93	20,79	19,66	58,66	-26,2%
PVB-ES a un mes	15,60	15,35	19,40	19,75	19,75	32,90	-21,0%
PEG Spot	15,60	15,60	20,35	19,98	18,18	27,13	-21,9%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Mar-21	65,25	62,45	69,30	69,15	63,95	73,75	-5,6%
Carbón ICE ARA Q2-21	65,53	62,20	68,40	68,27	64,27	73,05	-4,0%
Carbón ICE ARA CAL-22	68,70	64,15	68,70	69,59	65,04	73,20	-1,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	37,28	32,85	40,02	32,95	31,62	34,92	13,1%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-22	37,60	33,08	40,28	33,18	31,84	35,14	13,3%

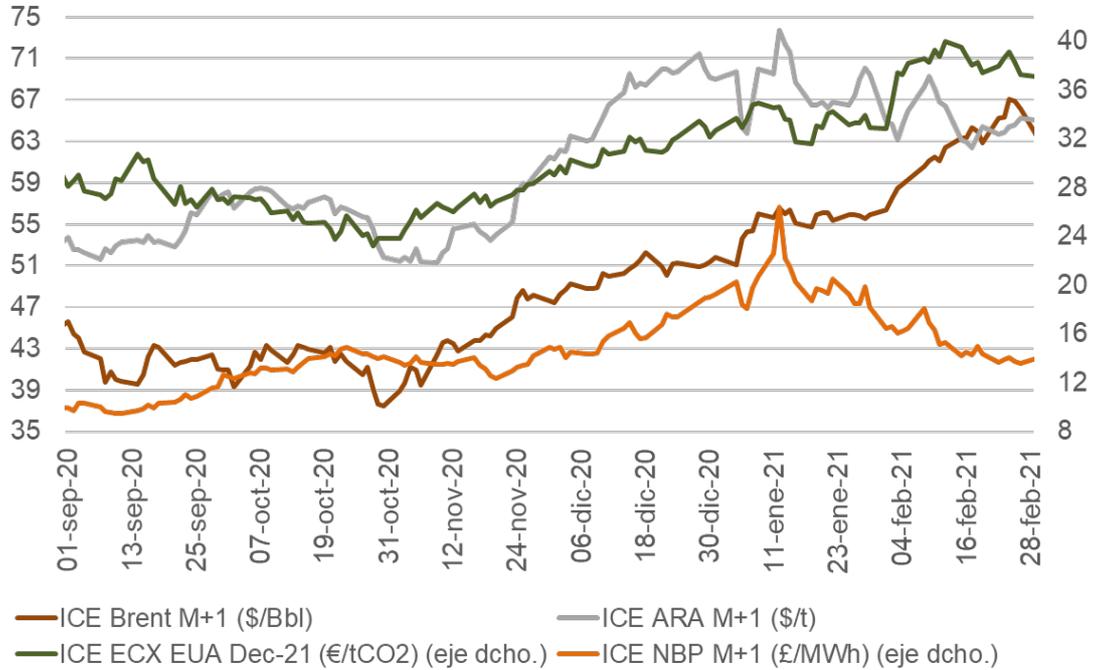
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio 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 enero a 29/01/2021 y cotizaciones de febrero a 26/02/2021.

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

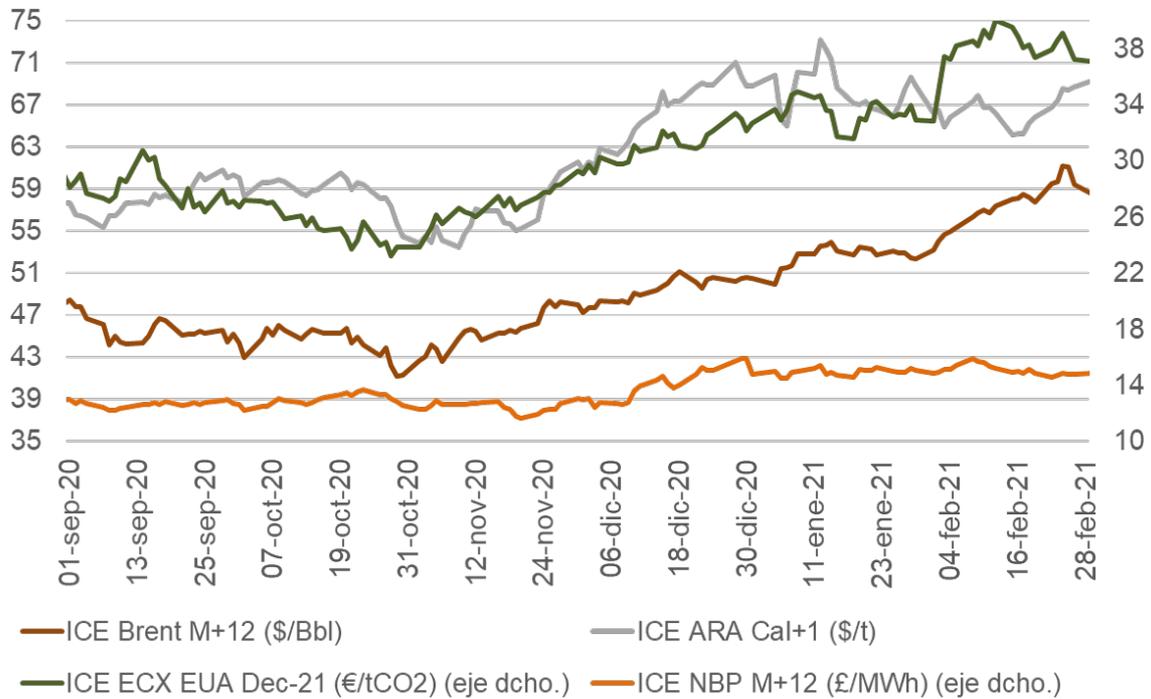
A cierre del mes de febrero de 2021 (26 de febrero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció ligeramente, manteniéndose en 1,21 \$/€ al igual que a cierre del mes de enero. Asimismo, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, situándose a 26 de febrero en 0,87 £/€ frente a 0,89 £/€ a cierre del mes de enero.

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 septiembre de 2021 a 28 de febrero de 2021



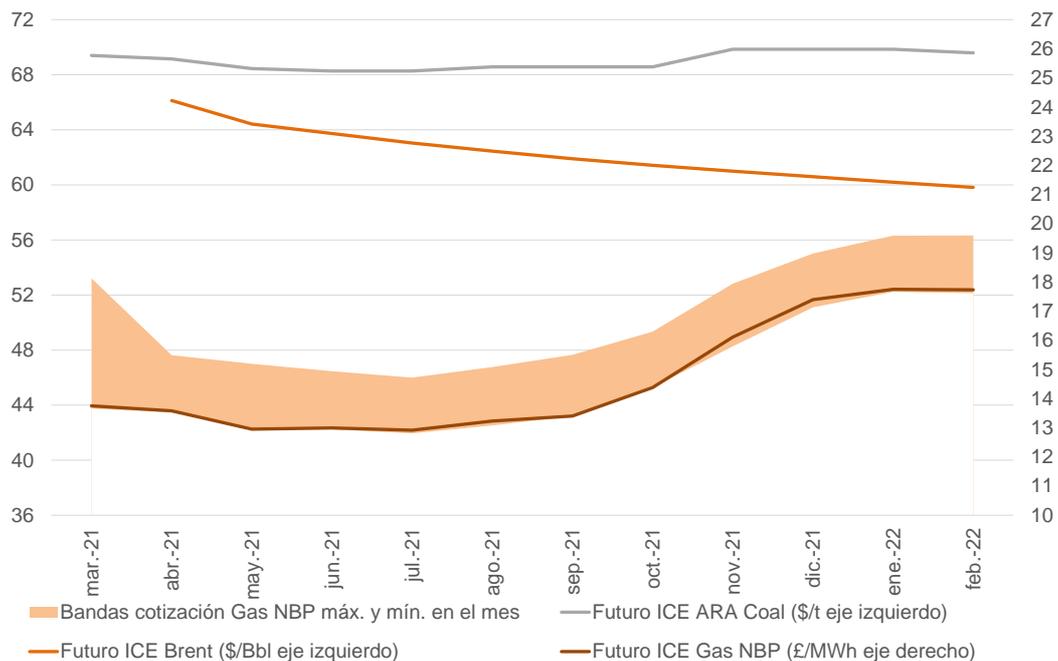
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 septiembre de 2020 a 28 de febrero de 2021



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 26 de febrero de 2021 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

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

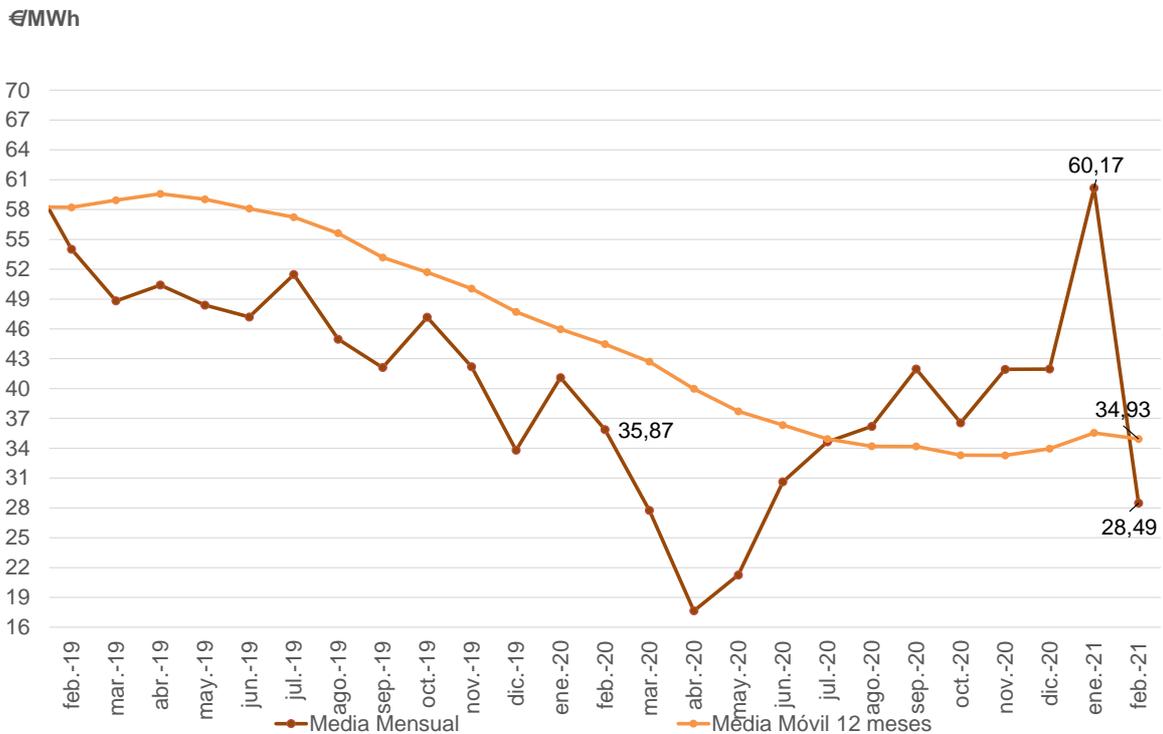
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-21 y Cal-22 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.

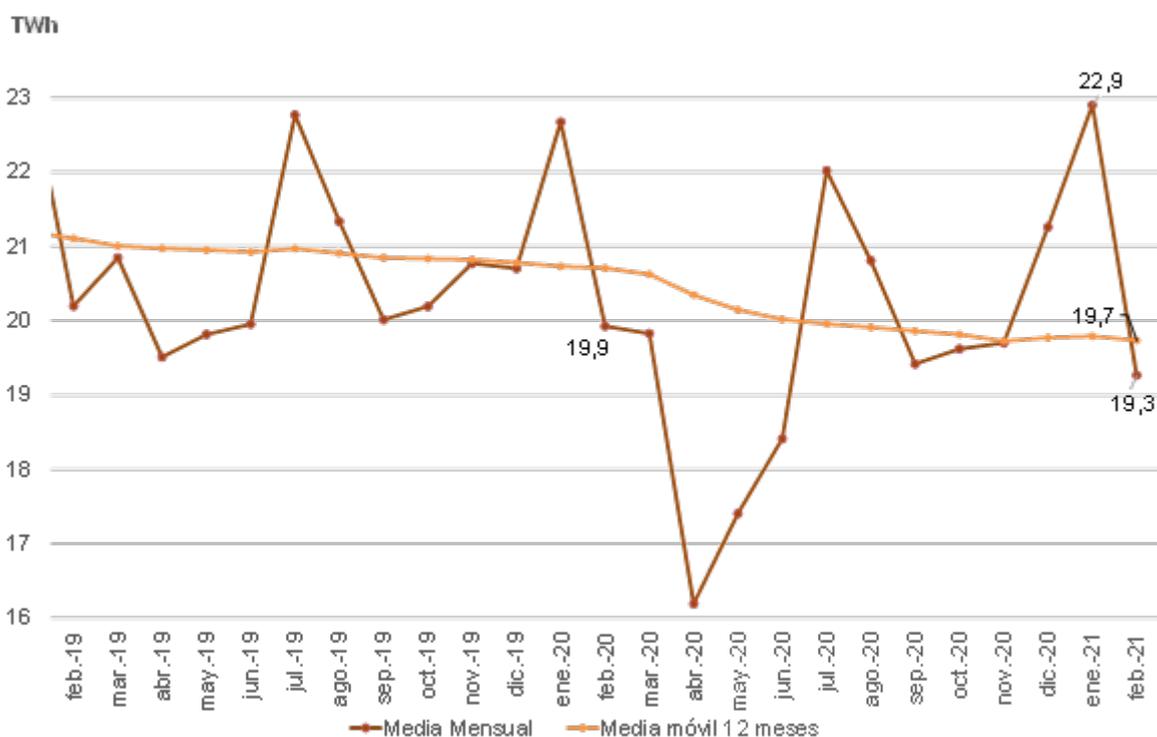
Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



Fuente: OMIE

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

Periodo: febrero de 2019 a febrero de 2021



Fuente: REE

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

	feb-21	ene-21	feb-20	% Var. feb-21 vs. ene-21	% Var. feb-21 vs. feb-20	2020	2020 % Total Demanda transporte	2021	2021 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,94	4,43	3,06	11,5%	61,2%	33,01	13,9%	9,37	22,2%
Nuclear	4,36	5,20	4,87	-16,0%	-10,4%	55,83	23,5%	9,56	22,7%
Carbón	0,19	0,57	0,84	-67,3%	-77,9%	4,97	2,1%	0,75	1,8%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,02	2,12	2,40	-51,8%	-57,4%	38,39	16,2%	3,14	7,4%
Eólica	6,28	7,13	4,18	-11,9%	50,3%	53,57	22,6%	13,41	31,8%
Solar fotovoltaica	0,96	0,82	0,93	16,2%	2,5%	15,00	6,3%	1,78	4,2%
Solar térmica	0,15	0,11	0,25	43,9%	-38,2%	4,86	2,0%	0,26	0,6%
Otras renovables ⁽²⁾	0,37	0,40	0,36	-7,2%	5,1%	4,63	2,0%	0,78	1,8%
Cogeneración	1,85	2,40	2,25	-22,9%	-17,5%	27,38	11,5%	4,25	10,1%
Residuos	0,22	0,22	0,22	-3,1%	-0,5%	2,53	1,1%	0,44	1,0%
Total Generación	20,33	23,41	19,37	-13,1%	4,9%	240,21	101,2%	43,74	103,7%
Consumo en bombeo	-0,79	-0,62	-0,38	26,6%	105,5%	-4,83	-2,0%	-1,41	-3,3%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,11	-0,14	-0,11	-17,4%	0,9%	-1,44	-0,6%	-0,25	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,16	0,26	1,05	-161,7%	-115,3%	3,31	1,4%	0,10	0,2%
Total Demanda transporte	19,27	22,91	19,93	-15,9%	-3,3%	237,27	100,0%	42,17	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

