



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

18 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	6
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	6
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	9
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	9
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	12
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	15
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	20
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	23
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	23
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	27
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	28
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)	30
5.5. Análisis de los precios spot en España	31

1. Hechos relevantes

Incremento del precio del mercado spot de energía eléctrica

En noviembre de 2020, el incremento de la demanda (la demanda media diaria aumentó un 0,4% respecto a la del mes de octubre) y la mayor participación de la generación con tecnologías fósiles (en un contexto de subida del precio de los combustibles) ante la caída de la contribución de la generación renovable a la cobertura de la demanda (-8,6%), motivaron que el precio medio del mercado spot en noviembre aumentara en 5,38 €/MWh (+14,7%) respecto al registrado en octubre de 2020, situándose en 41,94 €/MWh frente a 36,56 €/MWh del mes anterior.

Tendencia ascendente de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica, tanto en el mercado español como en otros mercados europeos

En un contexto alcista de las cotizaciones de los combustibles y de aumento del precio de la electricidad en los mercados spot, las referencias a plazo de electricidad aumentaron en el mes de noviembre de forma significativa, tanto en el mercado español como en otros mercados europeos, registrándose un mayor incremento en las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano.

Así, el aumento de precio de los contratos a plazo sobre electricidad con subyacente español osciló entre el 10,4% (+4,25 €/MWh) del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2020 (45,15 €/MWh) y el 3,3% (+1,56 €/MWh) del contrato trimestral con liquidación en el Q4-21 (49,50 €/MWh).

El incremento de las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacentes alemán y francés fue superior al registrado por el precio del subyacente español; y, al igual que en los meses anteriores, las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente francés fueron superiores a las de los contratos equivalentes con subyacentes español y alemán (con la excepción de los contratos trimestrales para el segundo y tercer trimestre de 2021, en los que las referencias españolas se situaron por encima de las francesas). En Alemania y en Francia, el mayor aumento de precio correspondió al contrato con vencimiento en el mes de diciembre de 2020, que se situó en 44,93 €/MWh (+12,15 €/MWh) para el subyacente alemán, y en 51,18 €/MWh (+7,91 €/MWh) para el subyacente francés.

Por tercer mes consecutivo, aumentaron los volúmenes negociados y registrados de contratos a plazo de energía eléctrica en España

En el mes de noviembre de 2020, se mantuvo la tendencia ascendente en el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Dicho volumen se situó en torno a 20,4 TWh, un 26,7% superior al volumen negociado en el mes anterior (16,1 TWh), pero un 10,3% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (22,8 TWh). El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,2 TWh) representó el 5,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en noviembre de 2020, frente al 7,1% del mes de octubre.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en noviembre de 2020 (20,4 TWh) representó el 103,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,7 TWh¹) superior al porcentaje (86,3%) que representó el volumen negociado en el conjunto del año 2019 (215,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh).

En noviembre de 2020, los mayores volúmenes de negociación se concentraron en los contratos con vencimiento en 2021, que ascendieron a 13,4 TWh, con el 65,6% del volumen total negociado; seguidos de los volúmenes negociados en los contratos con liquidación en diciembre de 2020, que ascendieron a 3,7 TWh, con el 18,1% del volumen total negociado en dicho mes (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos a plazo de energía eléctrica en España

Hasta el 30 de noviembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2020 se situó en torno a 21.257 GWh, un 1,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2020 (21.543 GWh), y un 5,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2019 (20.109 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en noviembre de 2020, el 95,1% (20.217 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-20, trimestral Q4-20 y anual 2020), mientras que el 4,9% restante (1.040 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

A 30 de noviembre de 2020, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en noviembre de 2020 (21.257 GWh) ascendería a 166,1 millones de €³; un 12,6% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en octubre de 2020 negociados en dichos mercados (190,1 millones de €)

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en noviembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,00 €/MWh, superior en 7,54 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que

¹ En noviembre de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (22,8 TWh) representó el 109,7% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (20,8 TWh).

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.

se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de noviembre de 2020 (38,47 €/MWh)⁴.

Subida generalizada de las referencias de precio de los combustibles fósiles

El efecto en los mercados financieros de las noticias sobre el buen resultado de los ensayos de las vacunas contra la pandemia por COVID-19, y el comienzo oficial de la transición en la presidencia en Estados Unidos, se reflejó asimismo en los mercados de combustibles fósiles, cuyos precios de referencia mostraron una tendencia ascendente en el mes de noviembre.

Así, el precio del petróleo Brent aumentó respecto al mes anterior, entre un 16,4% para el contrato a doce meses (48,04 \$/Bbl), y un 28,1% para el contrato spot (46,39 \$/Bbl), en un contexto de previsión de retraso en los planes de la OPEP de incrementar su producción.

Por su parte, las cotizaciones de los contratos a plazo de gas natural aumentaron de forma generalizada en los mercados europeos, arrastrados por el incremento de la cotización del petróleo, las previsiones de un invierno con temperaturas por debajo de la media histórica, y una limitada regasificación de GNL en Europa debido a los repuntes en el precio de GNL asiático (referencia JKM con restricciones de suministro) y las interrupciones en la costa del Golfo de EE.UU. El mayor aumento de precio correspondió al spot en MIBGAS (+26,8%) que se situó en 17,01 €/MWh a 30 de noviembre, mientras que la cotización NBP spot aumentó un 18,4% (14,45 £/MWh). La cotización PVB-ES a un mes se situó a final de mes en 16,25 €/MWh, y la cotización PEG en 15,15 €/MWh, lo que supuso un aumento de un 15,7% y un 13,9%, respectivamente, en relación al mes de octubre.

Asimismo, aumentó el precio de los derechos de emisión de CO₂, empujado por la previsión de un diciembre más frío que la media estacional y, por tanto, de mayor uso de generación con combustibles fósiles, y ante la noticia de que no volverían a convocarse subastas hasta enero de 2021. A 30 de noviembre, el precio de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y en diciembre de 2021 se situaron en 29,14 €/tCO₂ y en 29,34 €/tCO₂, respectivamente, con un aumento del 23% en ambos casos.

En este contexto, también fue ascendente la tendencia de los precios a plazo del carbón ICE ARA. En particular, la cotización del contrato mensual de diciembre (que cerró noviembre en 61,15 \$/t) aumentó un 16,8%, y las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el Q1-21 y en el año 2021 se incrementaron en un 16,9% y 12,9%, respectivamente (cerrando en 61,60 \$/t el Q1-21 y en 61,55 \$/t el año 2021). **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de noviembre provienen del contrato anual 2020, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los primeros once meses de 2020.

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

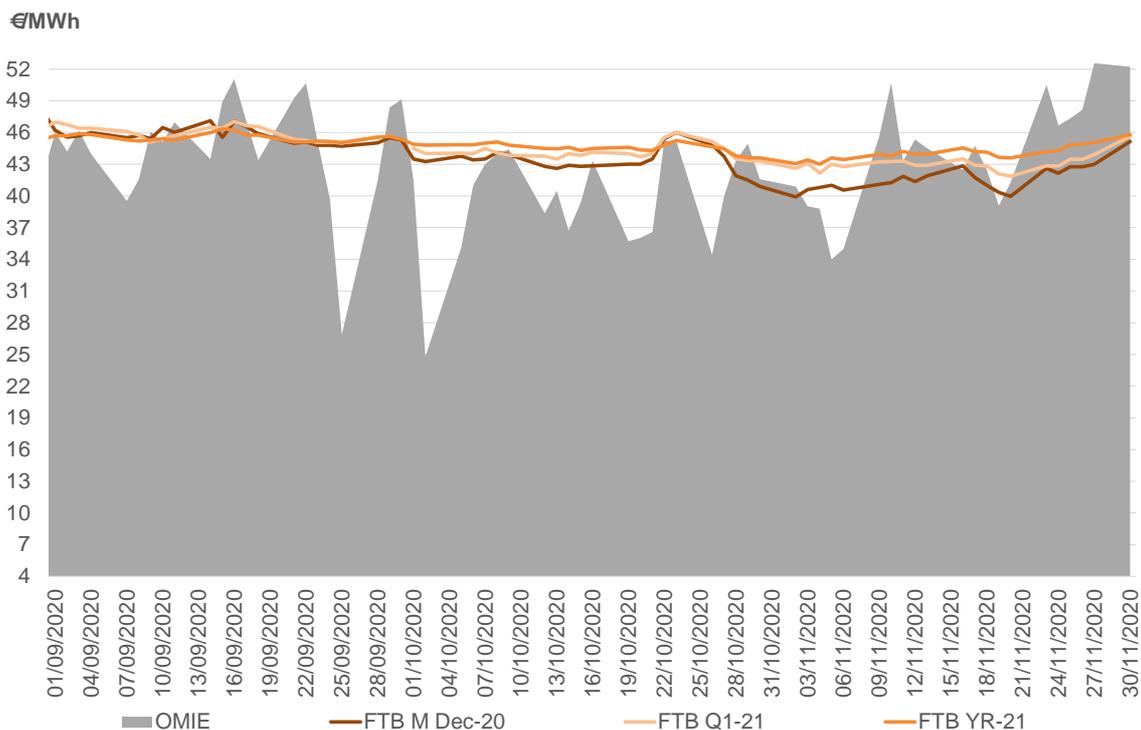
Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2020				MES DE OCTUBRE DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. nov-20 vs. oct-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-20	45,15	45,15	39,90	41,65	40,90	46,00	40,90	43,33	10,4%
FTB M Jan-21	47,92	47,92	42,83	44,02	45,09	47,91	45,04	45,84	6,3%
FTB M Feb-21	47,50	47,50	43,36	44,57	44,26	47,01	44,26	45,23	7,3%
FTB Q1-21	45,65	45,65	41,87	43,08	43,30	46,00	43,30	44,15	5,4%
FTB Q2-21	41,39	41,39	38,01	39,45	38,85	40,75	38,80	39,82	6,5%
FTB Q3-21	46,60	46,60	43,72	44,90	44,25	45,83	44,18	45,10	5,3%
FTB Q4-21	49,50	49,51	47,51	48,80	47,94	50,09	47,94	49,07	3,3%
FTB YR-21	45,80	45,80	43,00	44,07	43,60	45,25	43,60	44,55	5,0%
FTB YR-22	45,43	45,43	42,90	43,94	43,20	44,50	43,20	43,91	5,2%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 30/10/2020 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2020

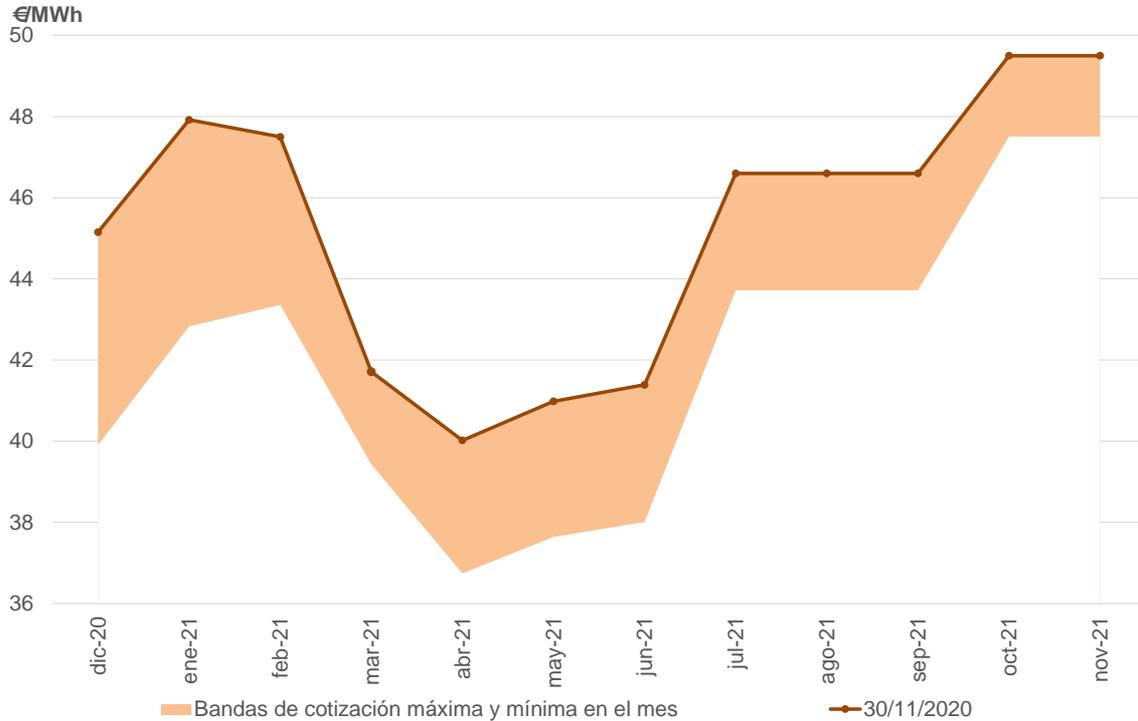
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo del 1 de septiembre al 30 de noviembre de 2020



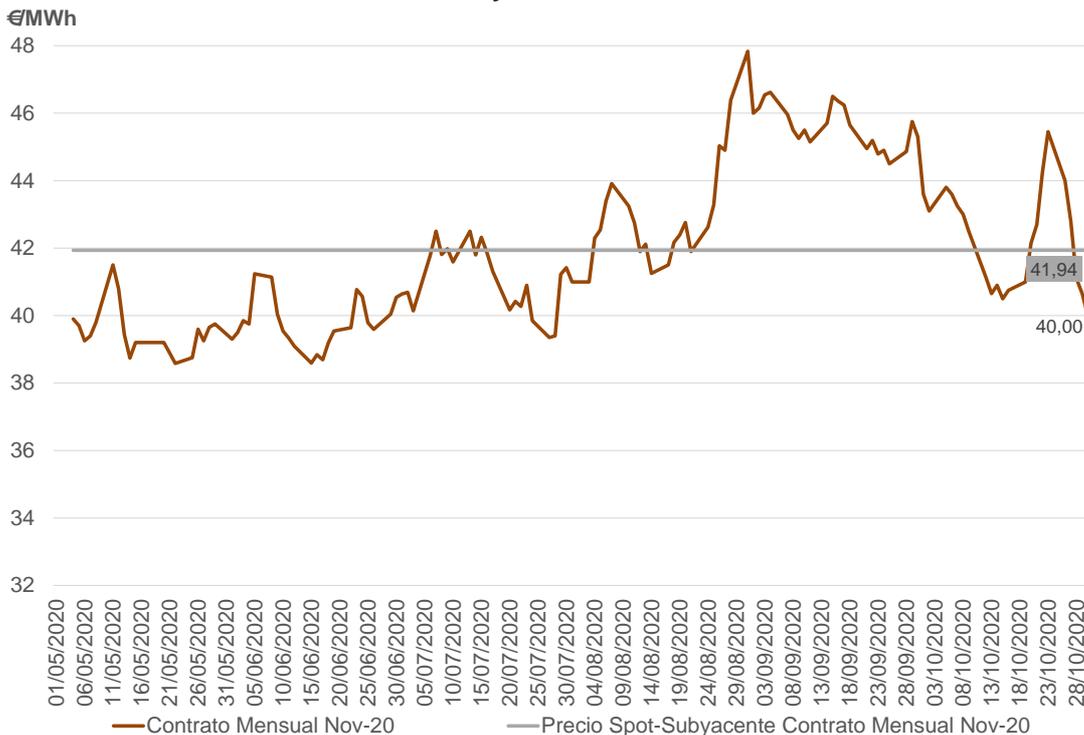
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

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



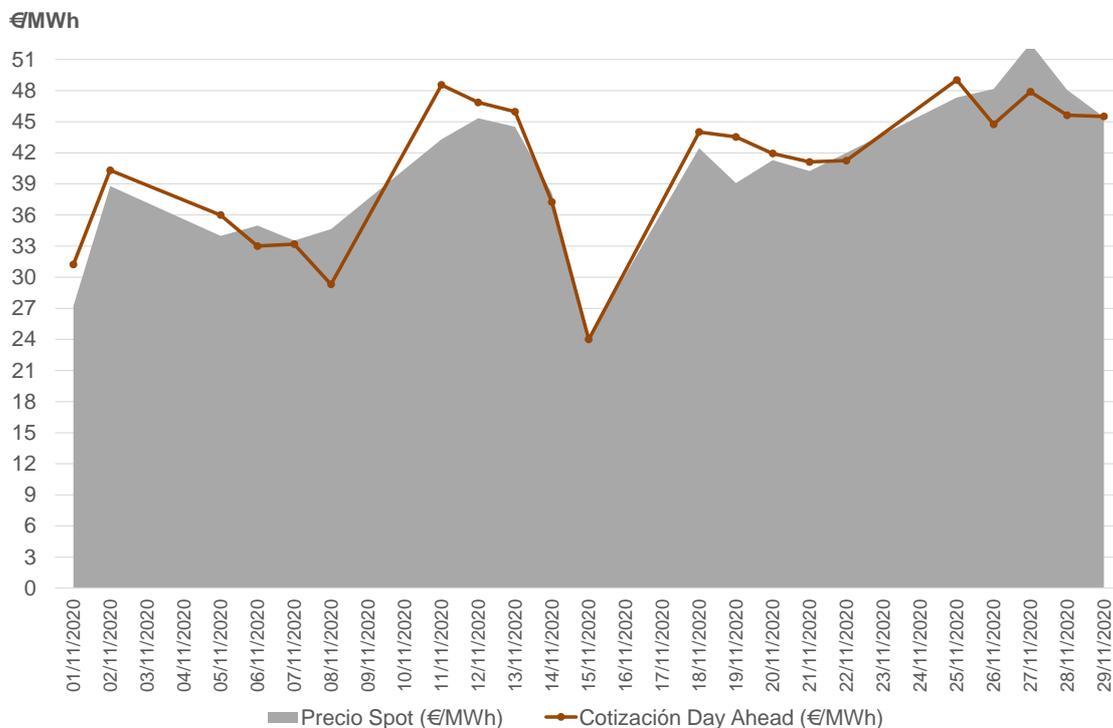
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2020 en OMIP vs. precio spot de noviembre de 2020. Periodo del 1 de mayo de 2020 al 30 de octubre 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: noviembre de 2020**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 40,49 €/MWh.
 Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵): 40,25 €/MWh.
 Prima de riesgo en noviembre de los contratos *day-ahead*: 0,24 €/MWh.

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

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

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

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual noviembre 2020	Mes anterior octubre 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	674	700	-3,7%	7.147	7.402	3,3%	3,4%
EEX	506	438	15,7%	6.799	5.818	3,2%	2,7%
OTC	19.266	14.995	28,5%	200.572	202.024	93,5%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	21.899	15.755	39,0%	208.955	197.266	97,4%	91,6%
<i>OMIClear</i>	1.199	888	35,0%	16.439	25.799	7,7%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	794	1.177	-32,6%	26.261	26.398	12,2%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	19.906	13.689	45,4%	166.254	145.069	77,5%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	20.446	16.133	26,7%	214.517	215.243	100,0%	100,0%

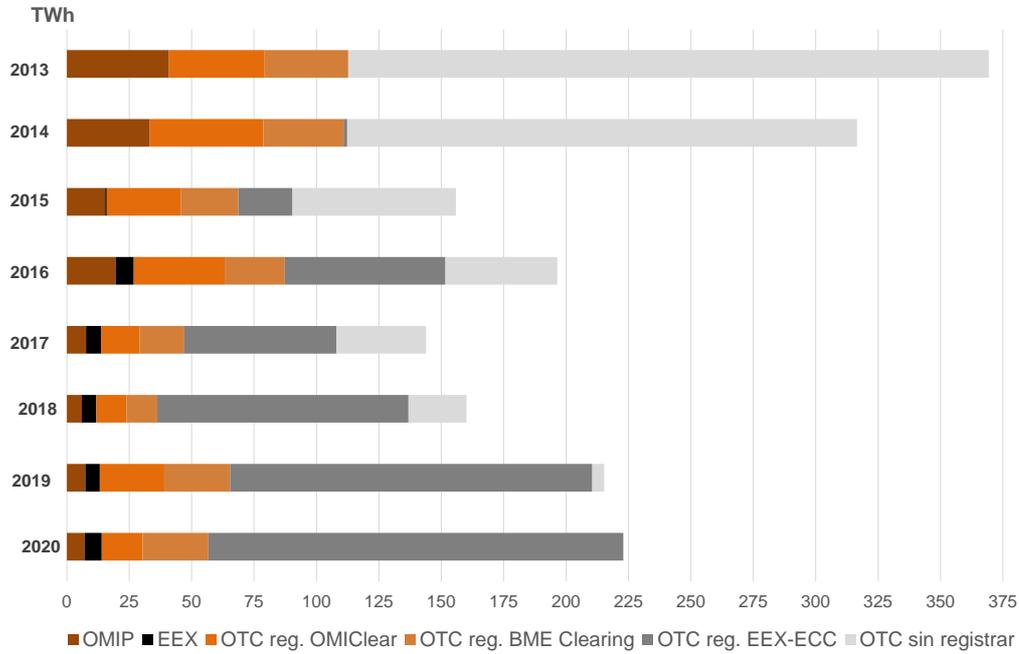
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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.

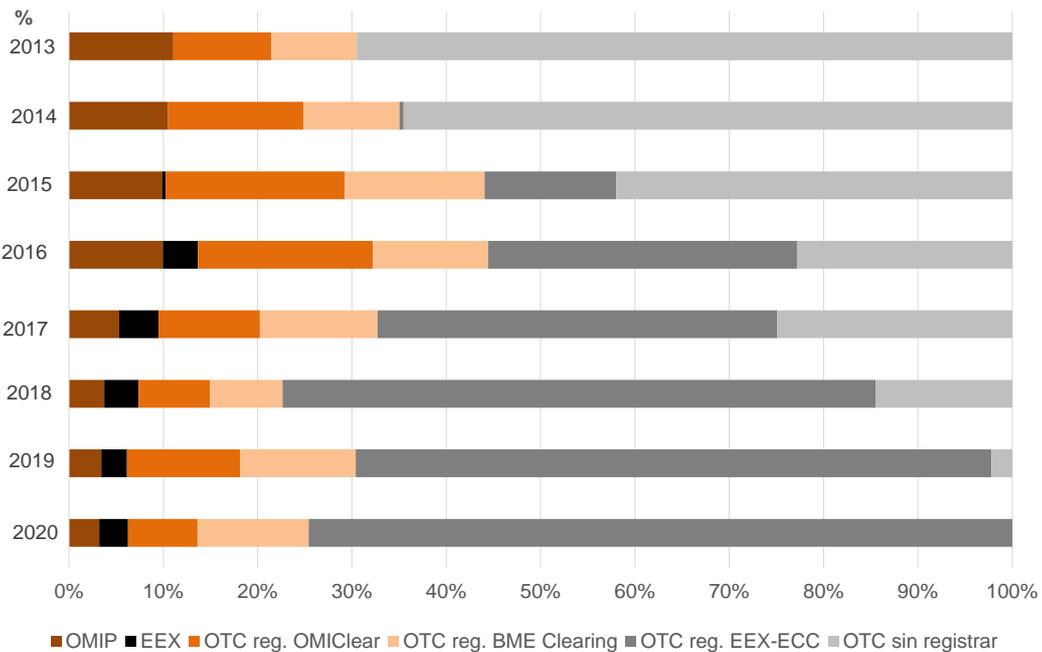
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



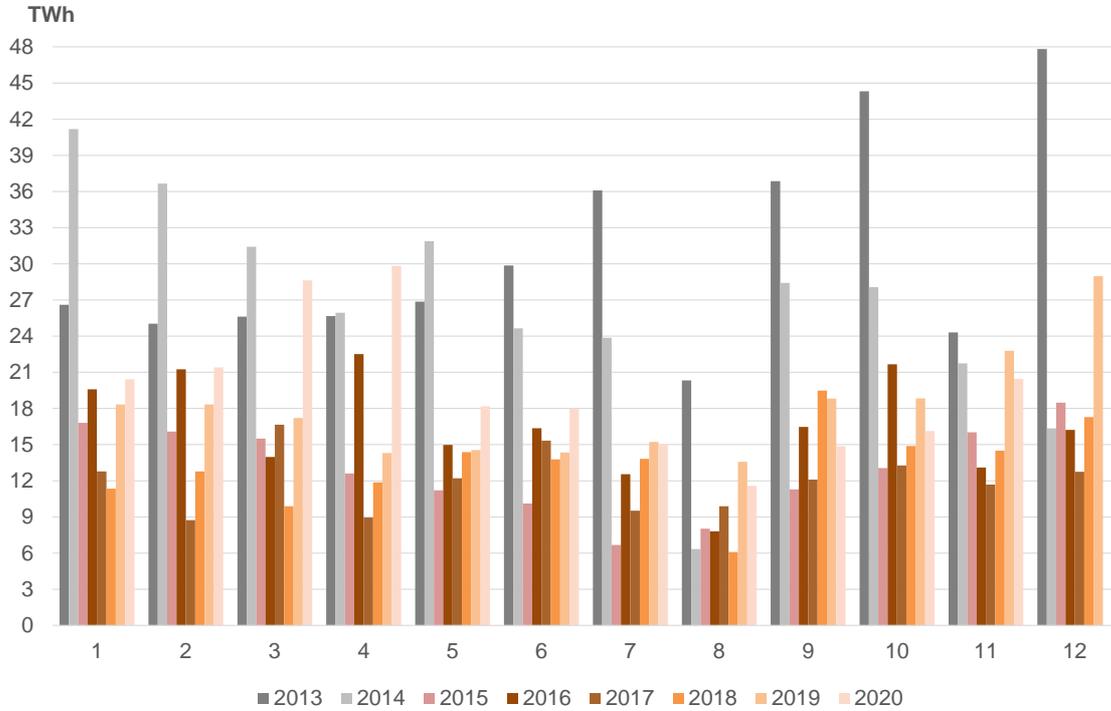
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



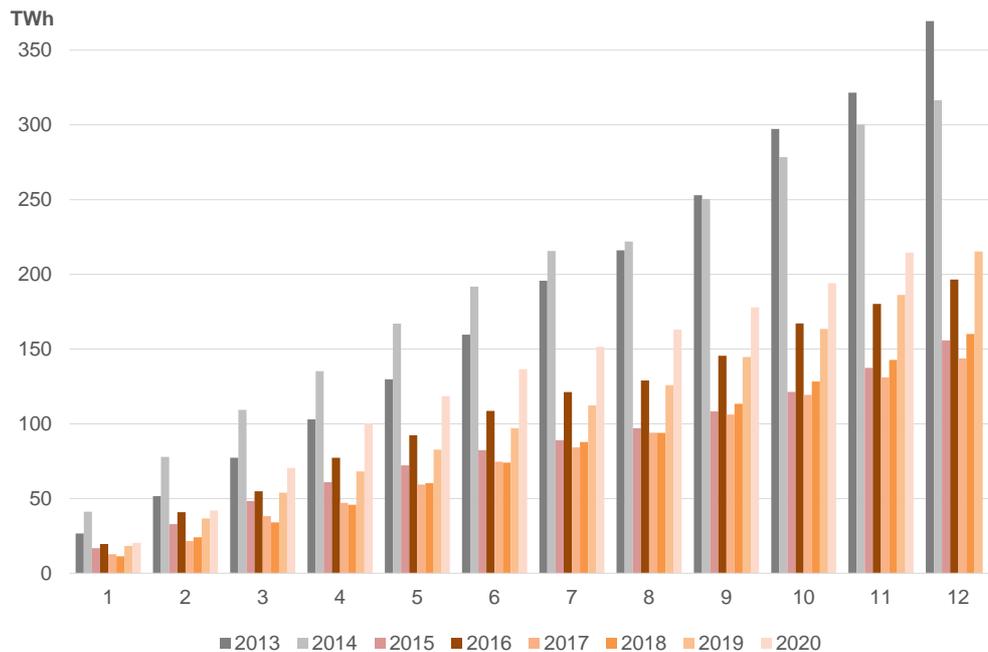
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

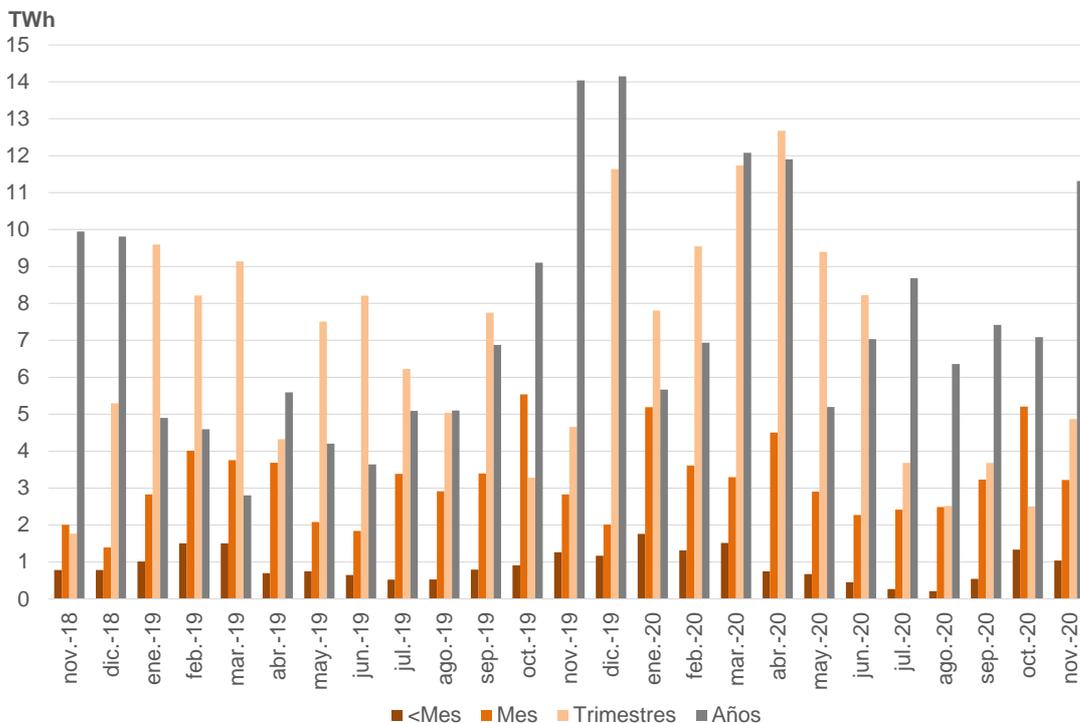
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

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 noviembre-20	Mes anterior octubre-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	257	386	-33,6%	3.137	31,8%	4.830	42,8%
Fin de semana	42	107	-60,7%	712	7,2%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	741	840	-11,7%	6.002	60,9%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.040	1.333	-22,0%	9.851	4,6%	11.287	5,2%
Mensual	3.218	5.208	-38,2%	38.340	18,7%	38.275	18,8%
Trimestral	4.870	2.502	94,6%	76.636	37,4%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	11.318	7.090	59,7%	89.691	43,8%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	19.406	14.800	31,1%	204.667	95,4%	203.956	94,8%
Total	20.446	16.133	26,7%	214.517	100%	215.243	100%

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

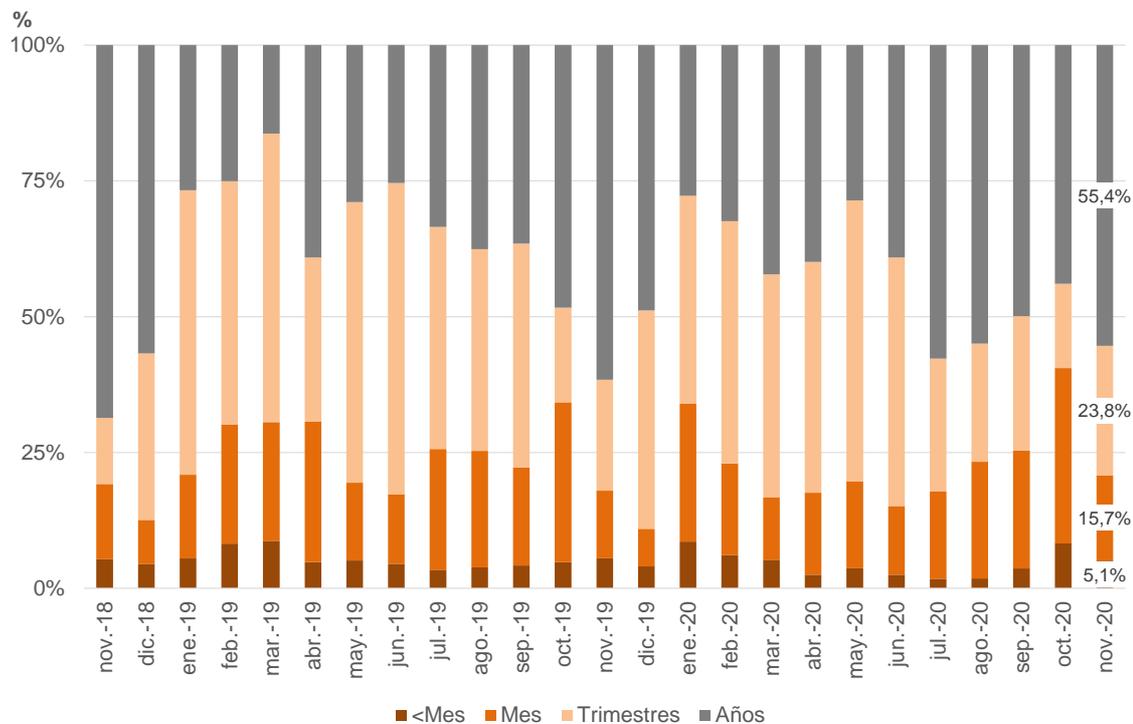
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: noviembre de 2018 a noviembre de 2020



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

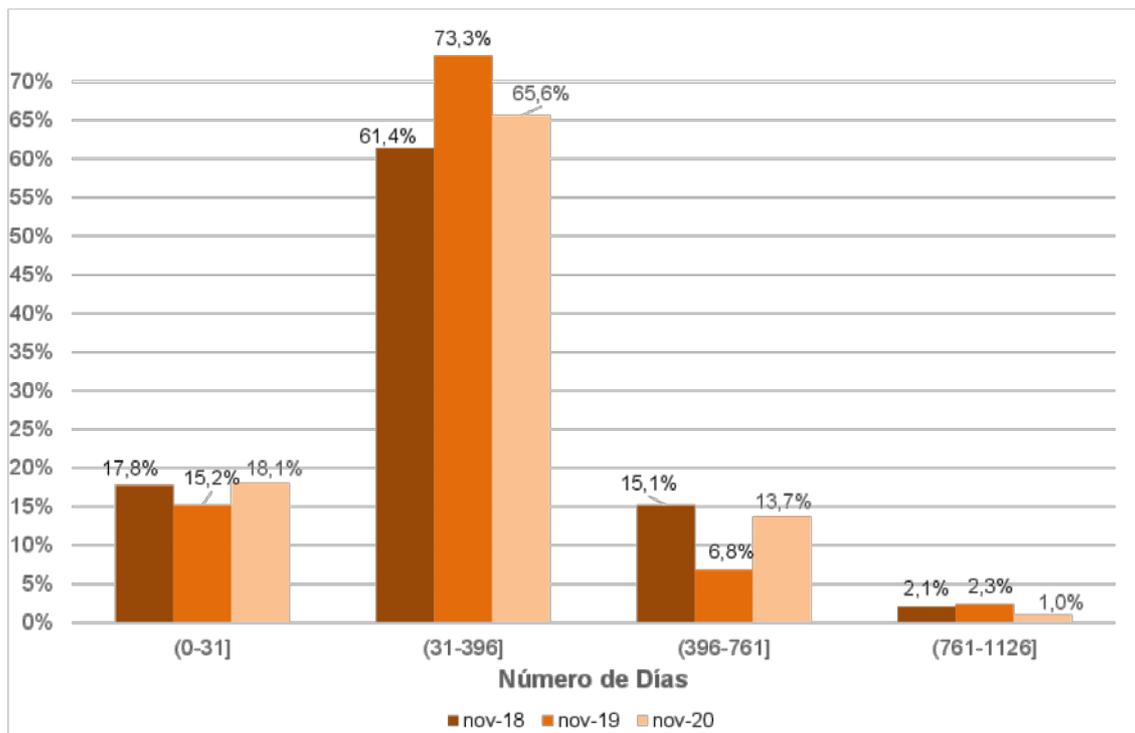
Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)
Periodo: noviembre 2018 a noviembre de 2020



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

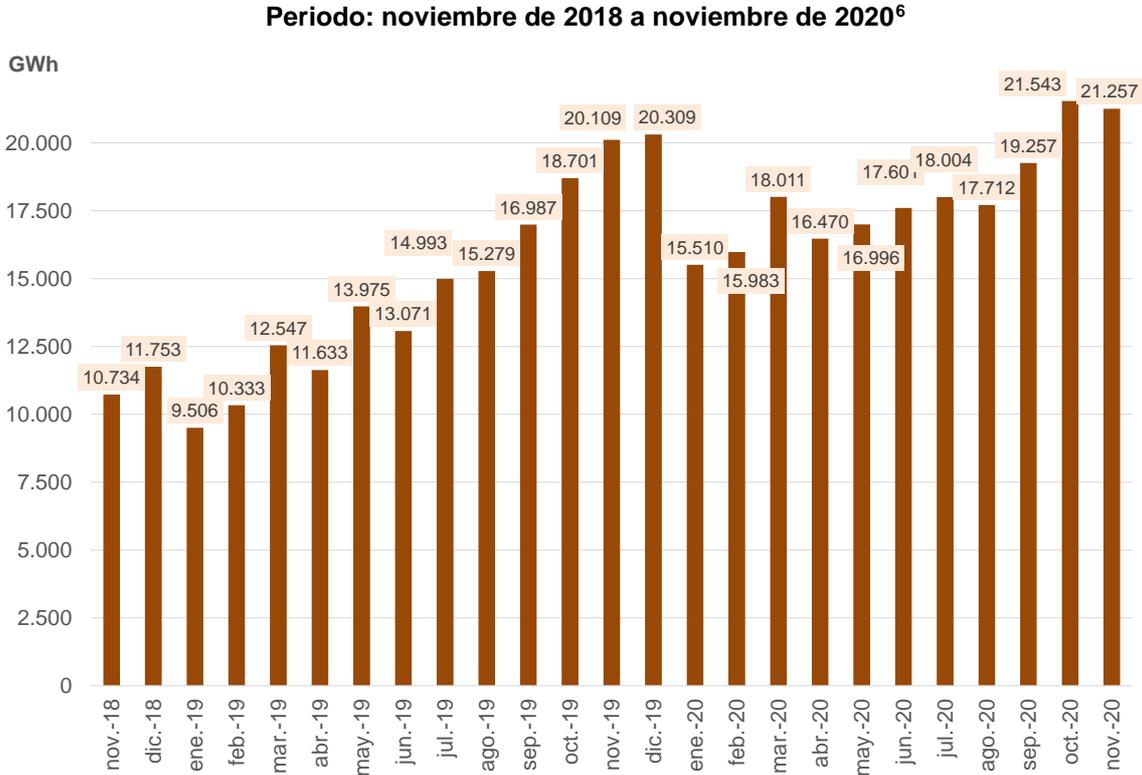
Gráfico 11. Volumen negociado en noviembre (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

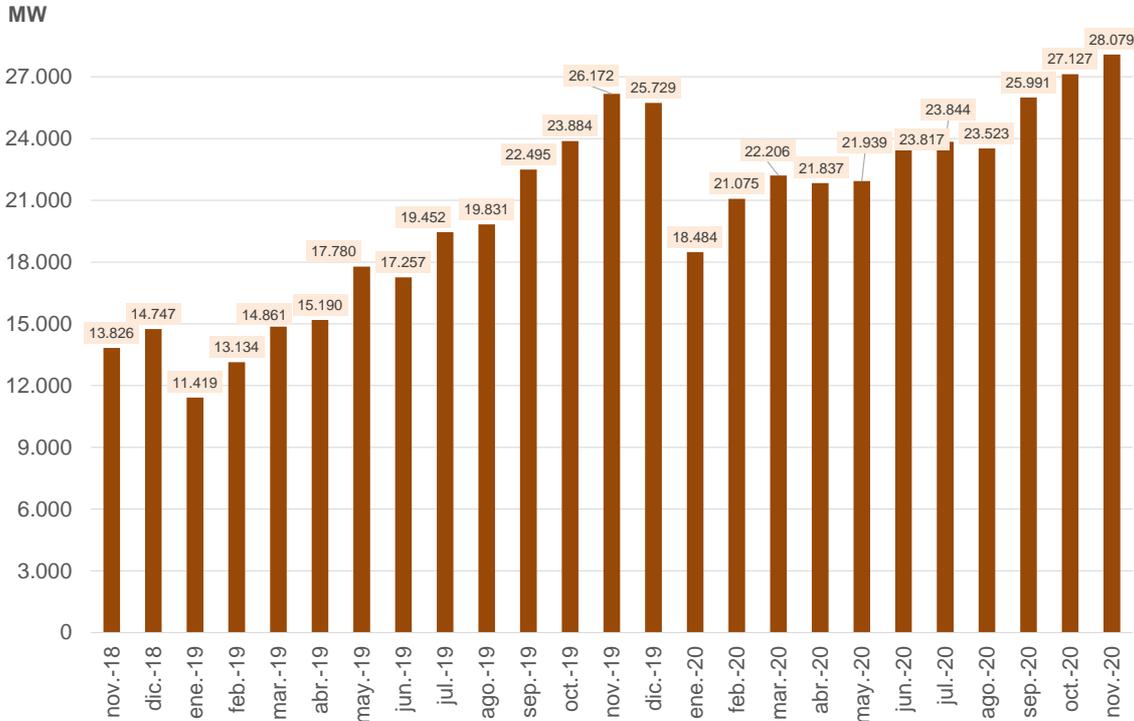


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁶ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de noviembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2020: mensual noviembre-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 noviembre 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: noviembre de 2018 a noviembre 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

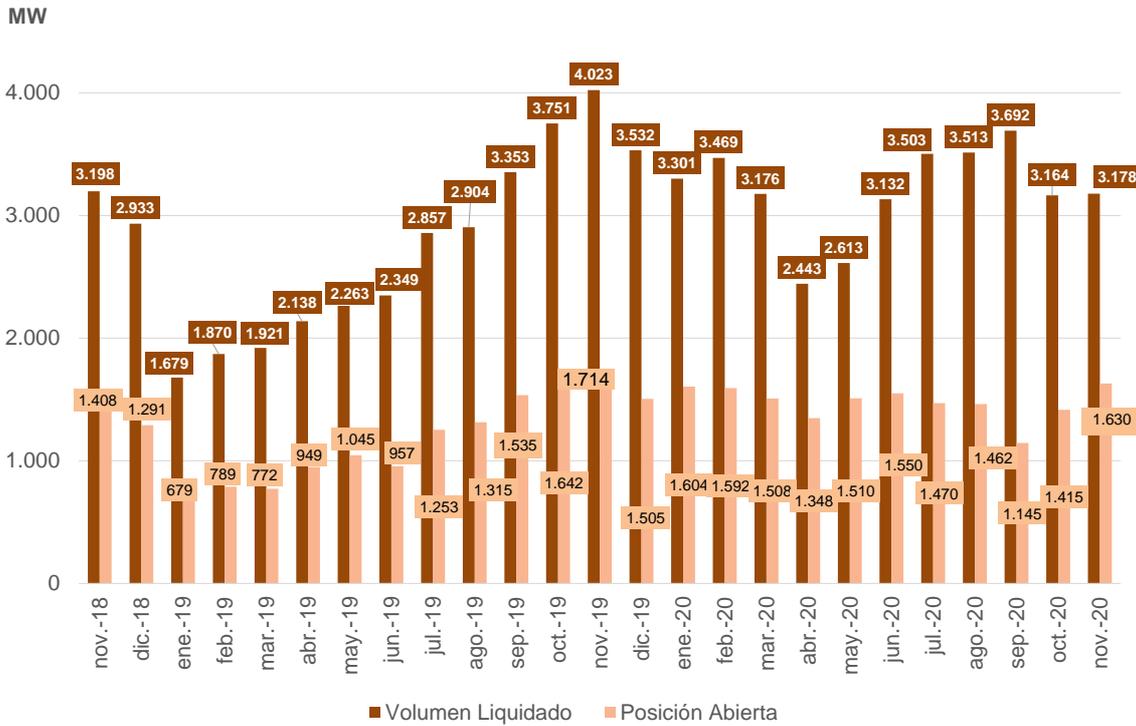
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de noviembre de 2020 (28.079 MW) representó el 102,6% de la demanda horaria media de dicho mes (27.363 MW).

Posición abierta en OMIClear

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

Periodo: noviembre de 2018 a noviembre de 2020



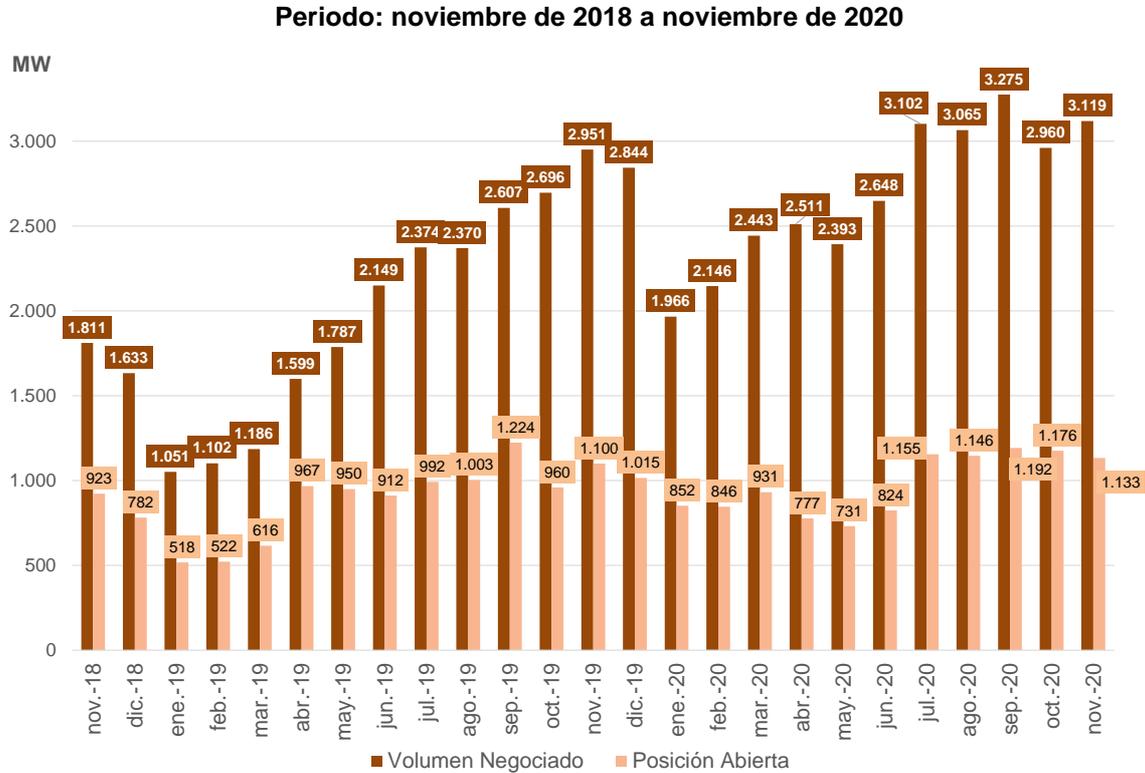
* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

⁷ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. 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. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta⁸ *



* 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

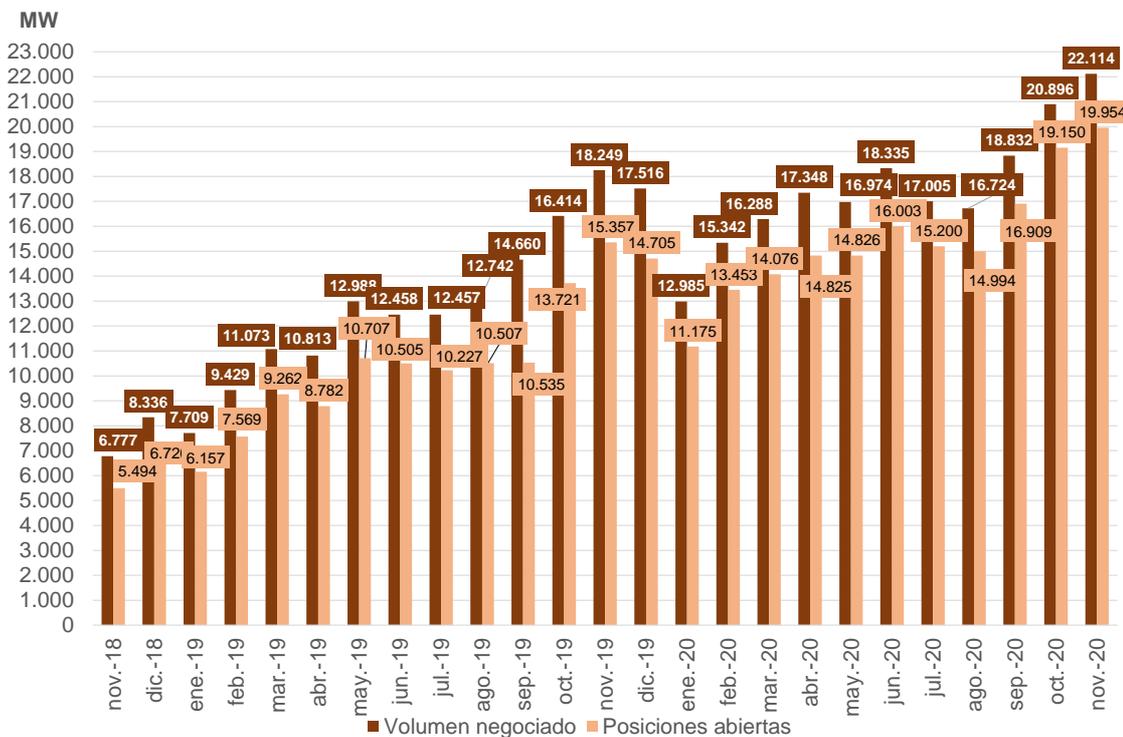
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹¹ *

Periodo: noviembre de 2018 a noviembre 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

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 del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

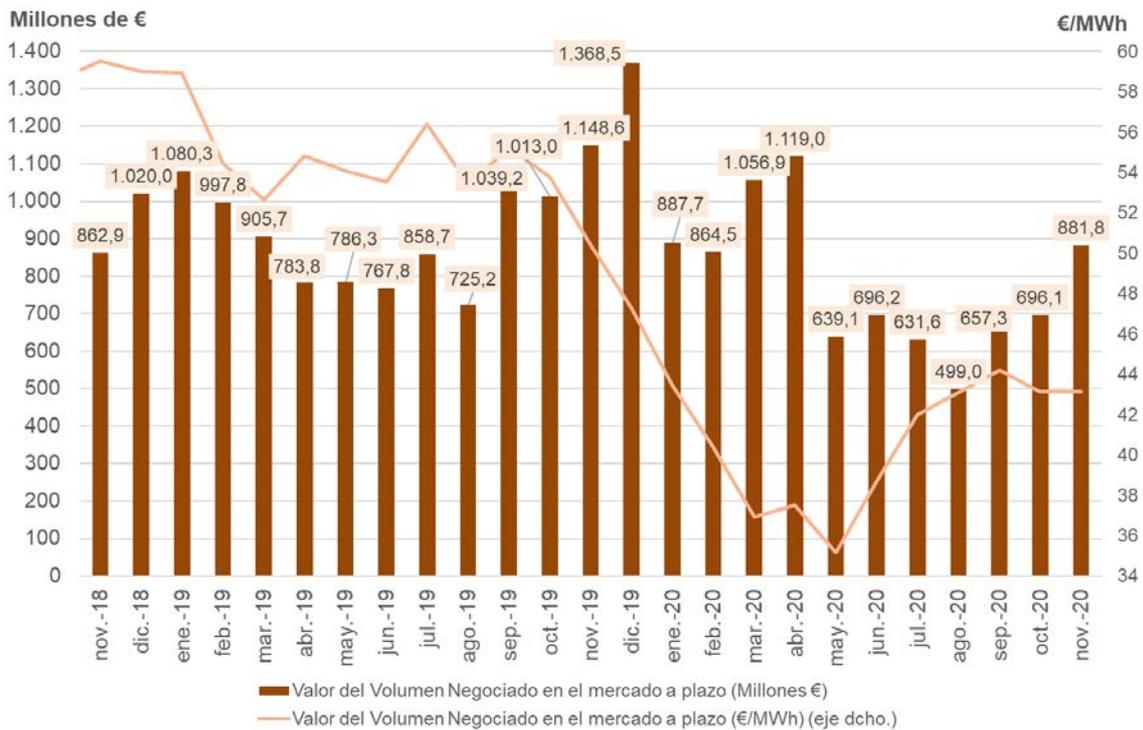
¹⁰ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

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

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

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

Periodo: noviembre de 2018 a noviembre de 2020



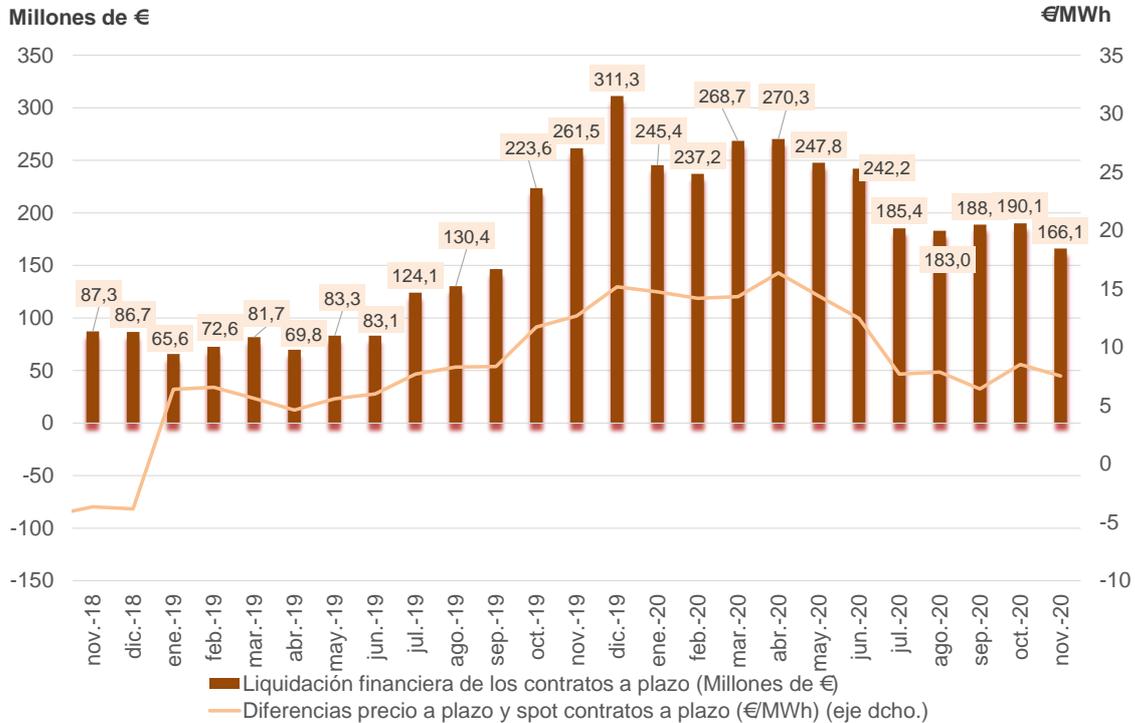
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en noviembre 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 noviembre de 2020: 43,13 €/MWh.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de noviembre de 2020.

Periodo: de noviembre de 2018 a noviembre de 2020

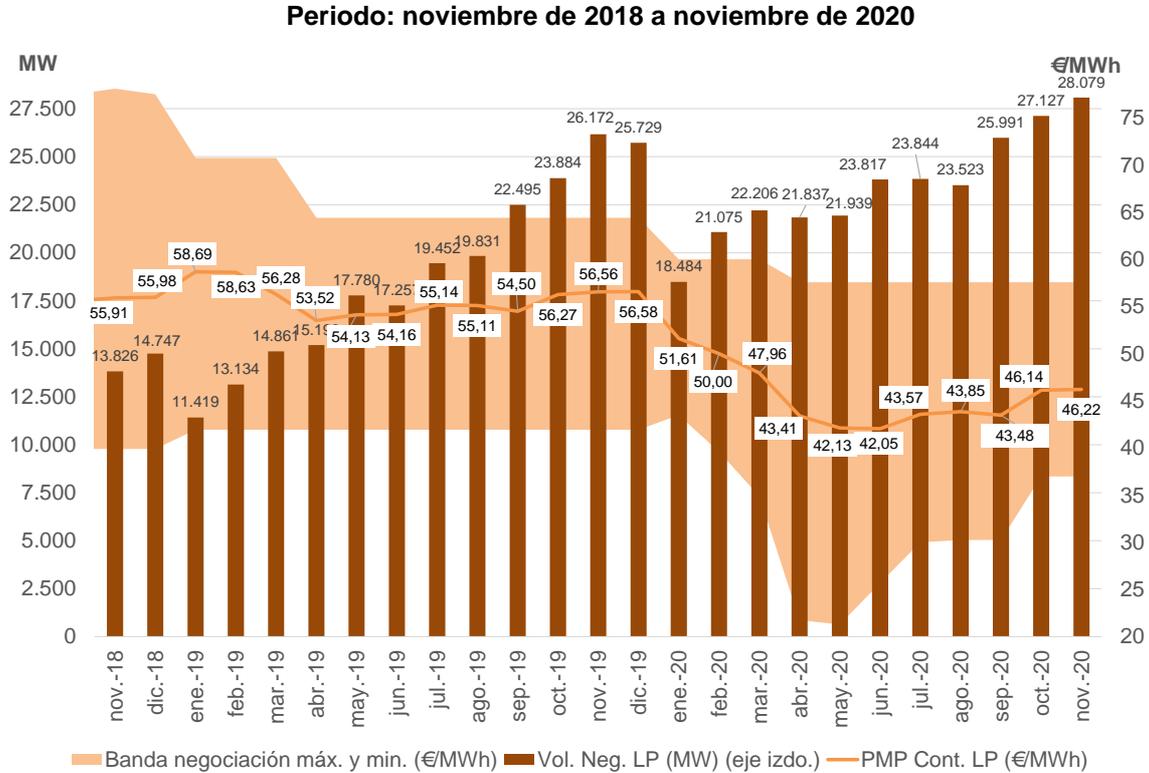


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de noviembre de 2020 (mensual nov-20, trimestral Q4-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,22 €/MWh, y fue superior en 8,02 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de noviembre de 2020 (38,20 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en noviembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 41,83 €/MWh, y fue inferior en 1,83 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de noviembre de 2020 (43,66 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*.



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

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

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

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

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

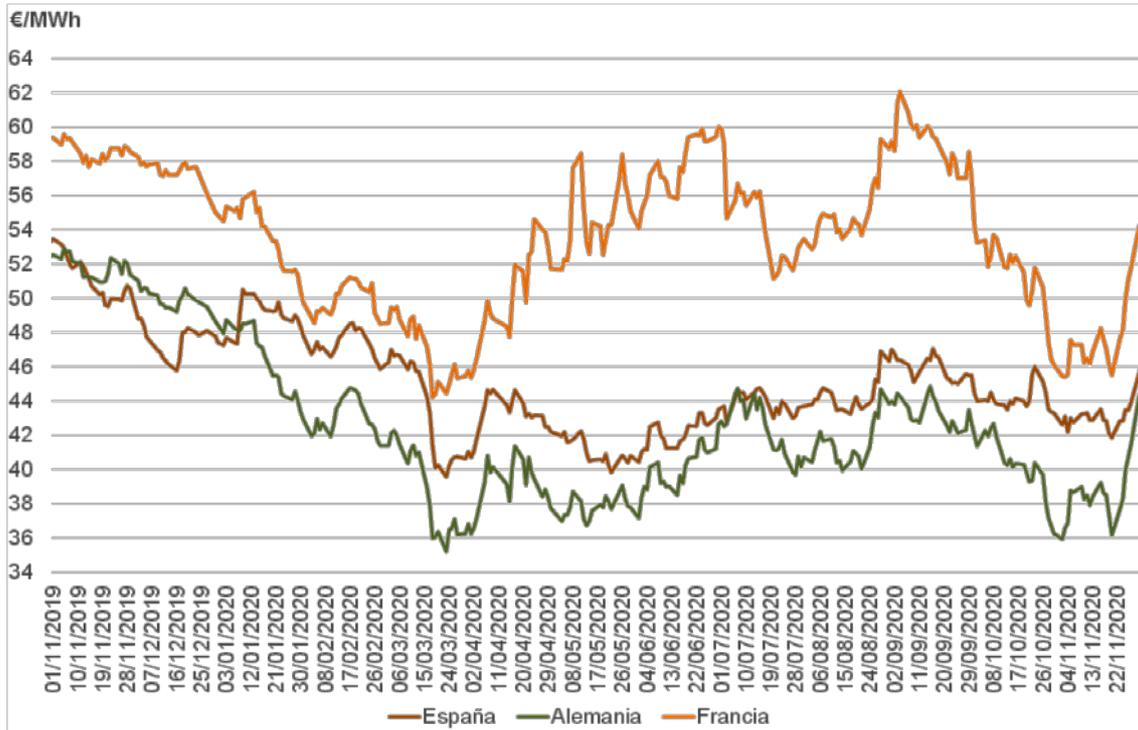
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-20	octubre-20	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-20	octubre-20	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-20	octubre-20	% Variación nov. vs. oct.
dic.-20	45,15	40,90	10,4%	44,93	32,78	37,1%	51,18	43,27	18,3%
ene.-21	47,92	45,09	6,3%	45,57	36,09	26,3%	54,62	48,40	12,9%
Q1-21	45,65	43,30	5,4%	44,36	36,25	22,4%	54,25	46,10	17,7%
Q2-21	41,39	38,85	6,5%	38,92	34,44	13,0%	38,66	34,17	13,1%
Q3-21	46,60	44,25	5,3%	41,51	37,54	10,6%	40,44	36,10	12,0%
YR-21	45,80	43,60	5,0%	42,69	37,40	14,1%	46,59	41,64	11,9%

Nota: últimas cotizaciones de octubre a 30/10/2020 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2020.

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 subyacentes exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

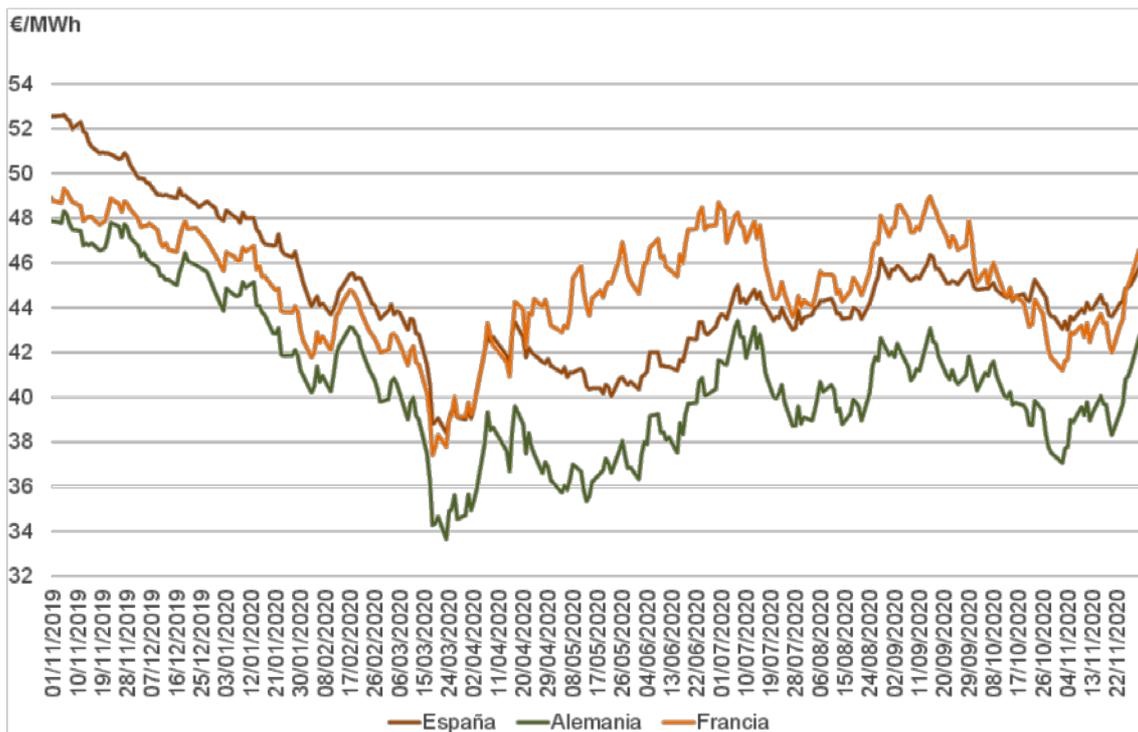
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2019 a 30 de noviembre de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 noviembre de 2019 a 30 de noviembre de 2020



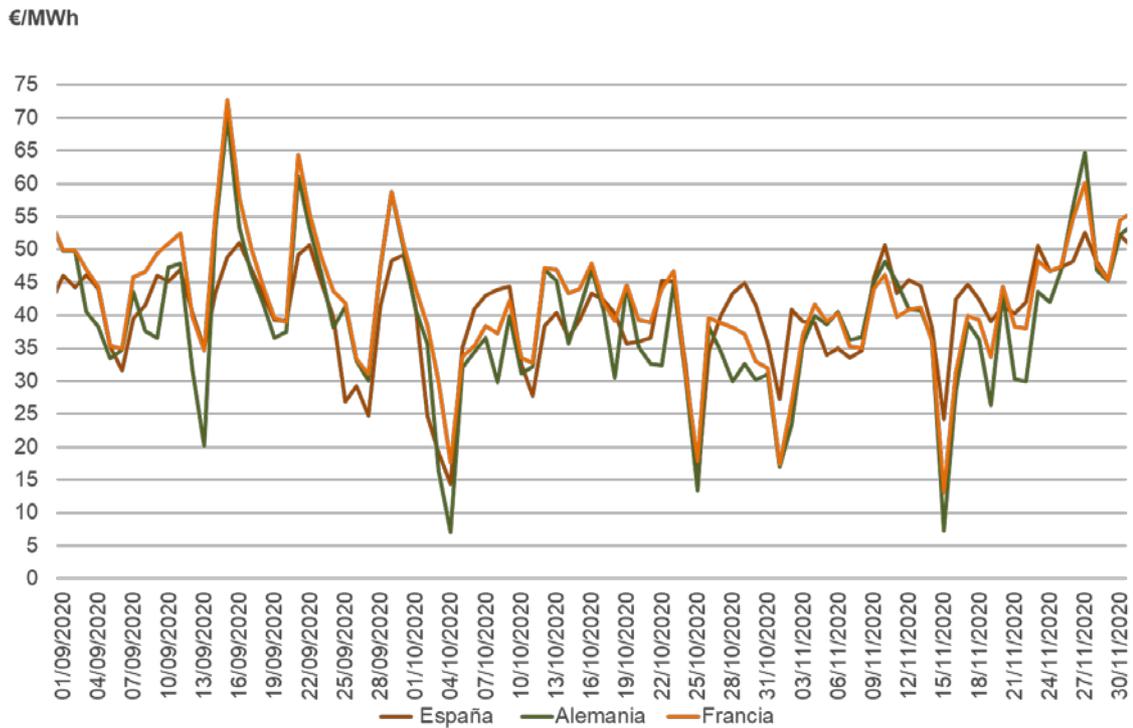
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	noviembre-20	octubre-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	41,94	36,56	14,7%
Alemania	38,79	33,97	14,2%
Francia	40,11	37,89	5,9%

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

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de septiembre de 2020 a 30 de noviembre 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: noviembre de 2018 a noviembre de 2020

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-18	215.528	30.857
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

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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

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

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de noviembre de 2018 a noviembre 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
nov-18	62,30	61,97	0,33	57,09	56,68	0,41	66,35	67,80	-1,45
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	39,61	36,85	2,76	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	0,00	36,94	-36,94	0,00	38,60	-38,60
nov-19	46,80	42,19	4,61	0,00	41,00	-41,00	0,00	45,94	-45,94
dic-19	50,00	33,80	16,20	0,00	31,97	-31,97	0,00	36,46	-36,46
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	0,00	38,01	-38,01
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

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

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

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

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

	Cotizaciones en Nov.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-nov-20	Mín.	Máx.	30-oct-20	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	46,39	36,53	47,03	36,21	36,21	41,96	28,1%
Brent entrega a un mes	47,59	38,97	48,61	37,46	37,46	43,34	27,0%
Brent entrega a doce meses	48,04	42,64	48,41	41,28	41,26	46,06	16,4%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	14,45	11,69	14,45	12,20	11,16	14,16	18,4%
Gas NBP entrega Q1-21	14,55	12,57	14,55	14,04	13,42	15,51	3,6%
Gas NBP entrega Q2-21	12,09	10,77	12,09	11,67	11,29	12,73	3,6%
Gas NBP entrega Q3-21	11,53	10,34	11,53	11,09	10,87	12,16	4,0%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	17,01	12,80	17,01	13,41	10,81	15,07	26,8%
PVB-ES a un mes	16,25	13,65	16,25	14,05	13,45	15,85	15,7%
PEG Spot	15,15	12,73	15,15	13,30	11,80	15,25	13,9%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Dic-20	61,15	50,80	53,60	52,35	51,80	58,45	16,8%
Carbón ICE ARA Q1-21	61,60	52,00	61,60	52,70	52,70	59,52	16,9%
Carbón ICE ARA CAL-21	61,55	53,47	61,55	54,51	54,51	60,53	12,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	29,14	23,67	29,14	23,71	23,03	27,03	22,9%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	29,34	23,84	29,34	23,88	23,21	27,24	22,9%

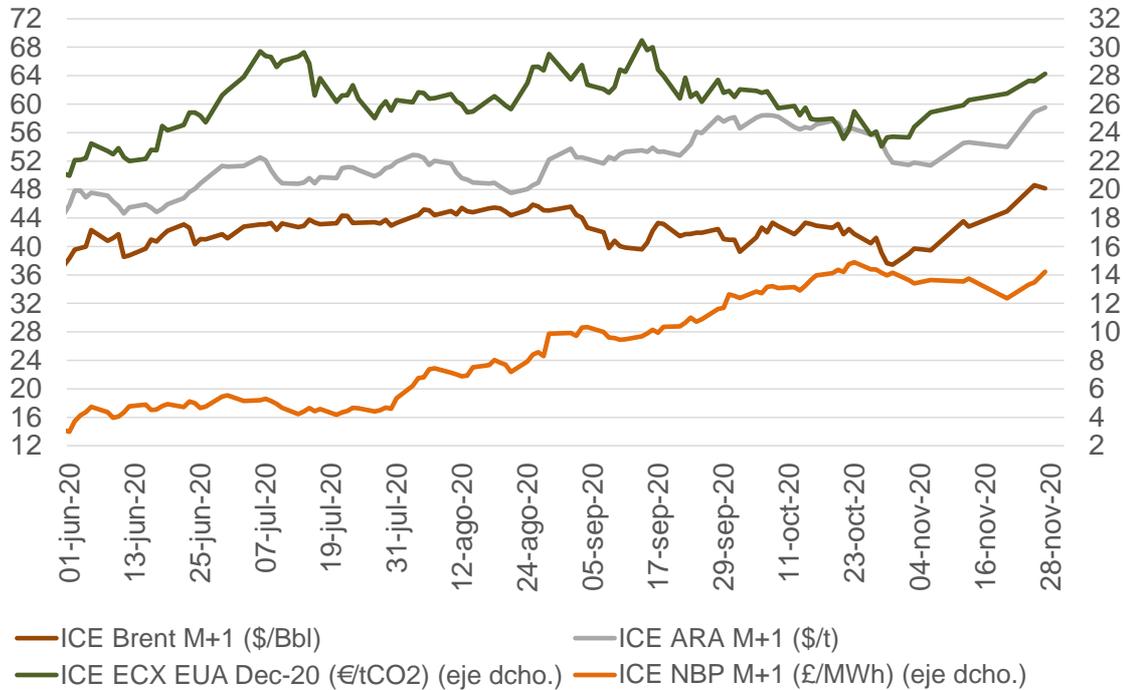
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio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

Nota: cotizaciones de octubre a 30/10/2020 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2020.

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

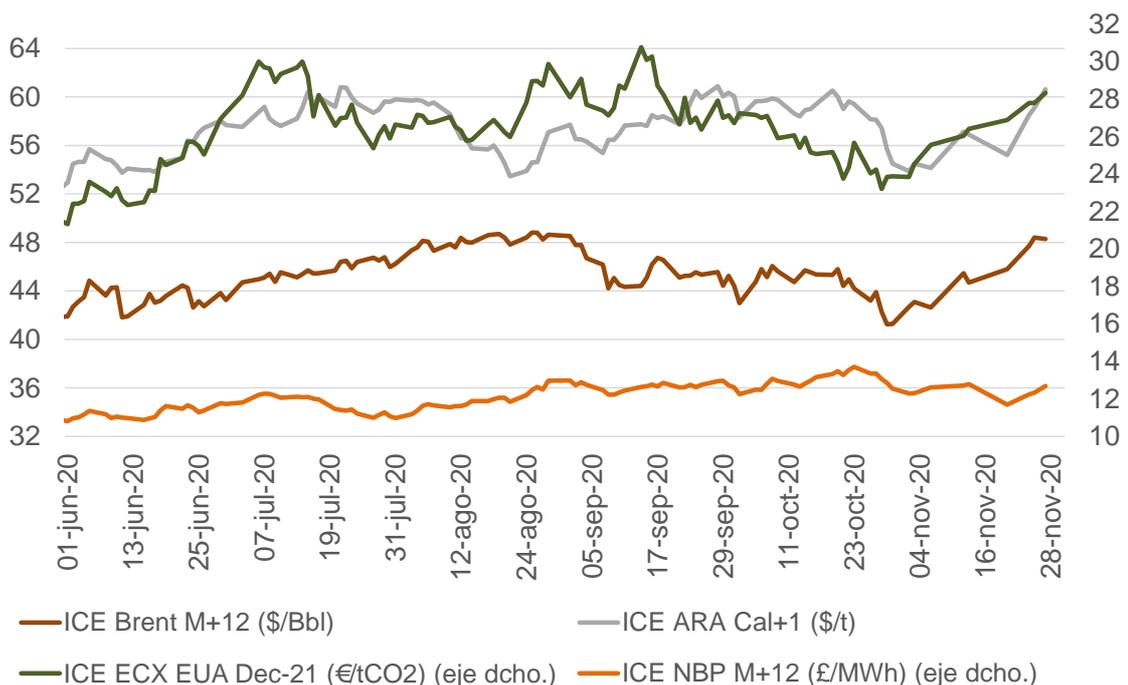
A cierre del mes de noviembre de 2020 (30 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en 1,20 \$/€ frente a 1,17 \$/€ a cierre del mes de octubre, mientras que se apreció ligeramente el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 30 de noviembre en 0,89 £/€ frente a 0,90 £/€ a cierre de mes de octubre.

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de junio de 2020 a 30 de noviembre de 2020



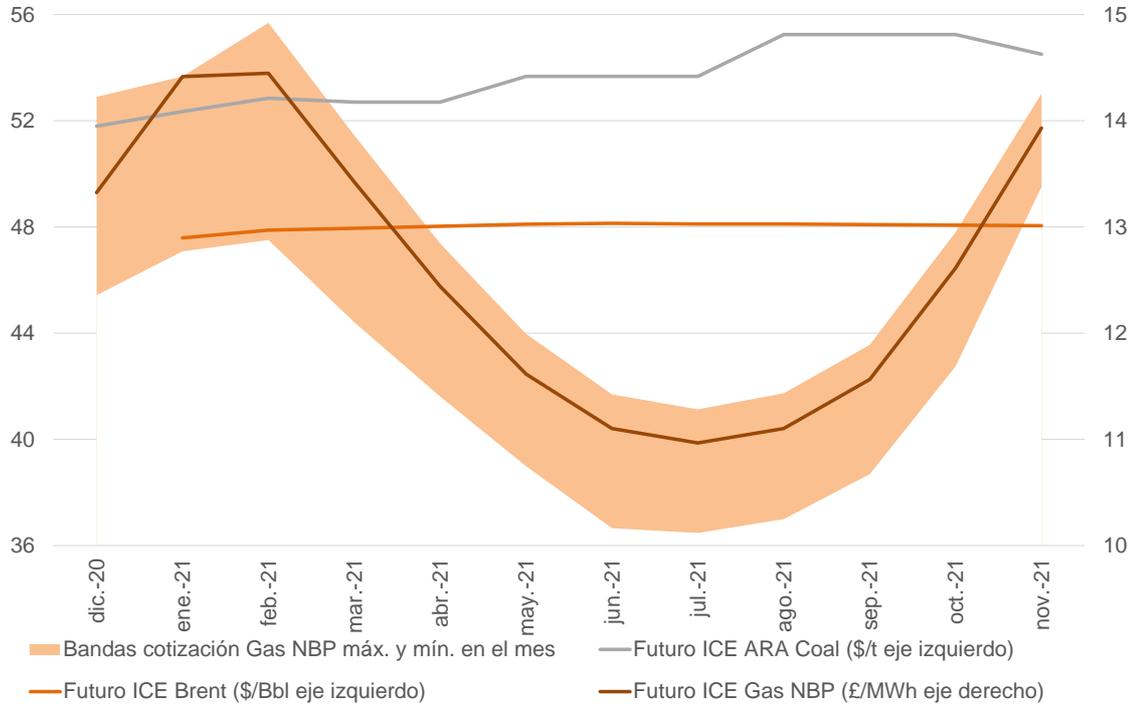
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 junio a 30 de noviembre de 2020



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de noviembre 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)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

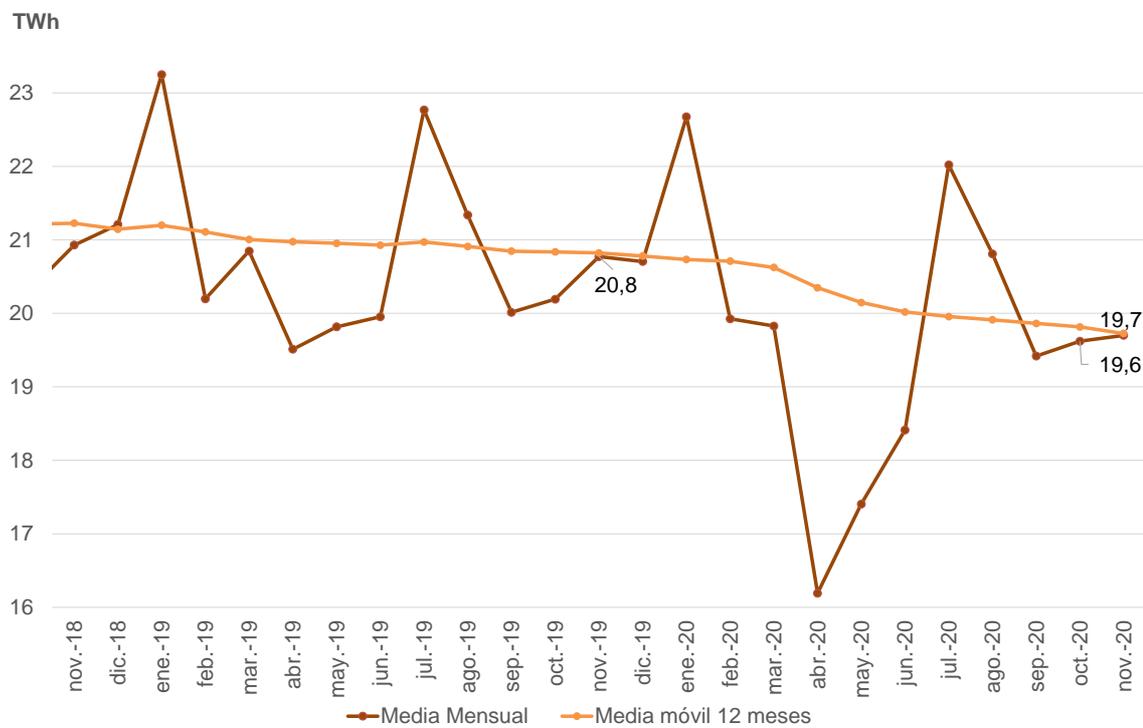
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: noviembre de 2018 a noviembre de 2020



Fuente: OMIE

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: noviembre de 2018 a noviembre de 2020



Fuente: REE

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

	nov-20	oct-20	nov-19	% Var. nov-20 vs. oct-20	% Var. nov-20 vs. nov-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,67	2,10	2,76	27,1%	-3,2%	25,87	10,4%	29,53	13,7%
Nuclear	4,65	4,54	3,44	2,5%	35,3%	55,92	22,4%	50,44	23,4%
Carbón	0,34	0,24	0,56	40,3%	-39,0%	10,84	4,3%	4,78	2,2%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,19	2,78	3,91	14,8%	-18,5%	51,36	20,6%	35,73	16,5%
Eólica	4,16	5,62	7,28	-26,0%	-42,9%	52,79	21,2%	46,12	21,4%
Solar fotovoltaica	0,80	1,29	0,50	-38,3%	60,3%	8,84	3,5%	14,26	6,6%
Solar térmica	0,12	0,37	0,09	-66,6%	41,4%	5,41	2,2%	4,78	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,41	0,43	0,31	-4,4%	30,3%	3,68	1,5%	4,23	2,0%
Cogeneración	2,40	2,39	2,47	0,5%	-3,0%	29,55	11,8%	24,99	11,6%
Residuos	0,24	0,22	0,21	10,2%	13,9%	2,77	1,1%	2,33	1,1%
Total Generación	18,98	19,97	21,52	-5,0%	-11,8%	247,09	99,1%	217,46	100,7%
Consumo en bombeo	-0,29	-0,36	-0,36	-19,3%	-20,6%	-3,04	-1,2%	-4,29	-2,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,10	-0,11	-0,09	-10,9%	10,1%	-1,69	-0,7%	-1,30	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,11	0,12	-0,30	824,2%	-473,4%	7,02	2,8%	4,12	1,9%
Total Demanda transporte	19,70	19,62	20,77	0,4%	-5,2%	249,37	100,0%	216,01	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

