



**INFORME DE SEGUIMIENTO
DE MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*DICIEMBRE 2019*)**

11 de febrero de 2020

IS/DE/003/19

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	3
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	7
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	9
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	15
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	19
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	20
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	28
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	28
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	29
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	32
4.1. 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	33
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	39
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	40
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-20 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	46
4.5. Análisis de los precios spot en España	47

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

A continuación, se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

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

En diciembre de 2019 continuó la tendencia descendente registrada por el precio medio del mercado de contado en el mes de noviembre, al disminuir un 19,9% respecto al mes anterior, hasta situarse en 33,80 €/MWh.

Del mismo modo, las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados disminuyeron. El mayor descenso de precio correspondió al contrato mensual con liquidación en enero de 2020, que se situó en 43,20 €/MWh (-17,4%), seguido del contrato mensual con liquidación en febrero de 2020 y del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2020, cuyos precios se redujeron un 13,6% y un 12,1%, situándose en 46,50 €/MWh y 45,10 €/MWh respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones del contrato mensual con vencimiento en marzo de 2020 (-10,5%; 42,90 €/MWh), y de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestre de 2020, que se redujeron un 9,4%, un 6,4% y un 3,5%, respectivamente; situándose, a cierre del mes de diciembre, en 42,75 €/MWh, 48,00 €/MWh y 52,83 €/MWh respectivamente.

Por su parte, a 27 de diciembre y en relación al mes de noviembre, la cotización del contrato anual con liquidación en 2020 (48,35 €/MWh) disminuyó un 5,5%, mientras que, a 31 de diciembre, la cotización del contrato anual con liquidación en 2021 (48,05 €/MWh) disminuyó un 4,7%.

¹ No existen ganancias de arbitraje entre el mercado organizado (OMIP) y no organizado (OTC), ya que no se registran diferencias significativas entre las cotizaciones de los contratos equivalentes negociados en ambos mercados. En este sentido, las cotizaciones públicas de OMIP son representativas de los precios en los mercados a plazo de energía eléctrica en España.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2019				MES DE NOVIEMBRE DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. dic-19 vs. nov-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-20	43,20	50,00	43,20	46,29	52,30	57,95	51,00	53,17	-17,4%
FTB M Feb-20	46,50	51,90	46,38	48,28	53,85	56,71	52,79	54,62	-13,6%
FTB M Mar-20	42,90	46,75	42,89	44,21	47,91	51,95	46,68	49,06	-10,5%
FTB Q1-20	45,10 (*)	49,50	44,60	46,43	51,30	55,45	50,10	52,23	-12,1%
FTB Q2-20	42,75	46,40	42,75	44,20	47,20	50,50	47,20	48,76	-9,4%
FTB Q3-20	48,00	51,29	48,00	49,22	51,30	54,84	51,30	52,91	-6,4%
FTB Q4-20	52,83	55,49	52,83	54,73	54,76	57,73	54,76	56,28	-3,5%
FTB YR-20	48,35 (*)	50,50	47,45	48,78	51,15	54,50	51,15	52,56	-5,5%
FTB YR-21	48,05	49,80	48,05	49,06	50,40	52,63	50,40	51,48	-4,7%

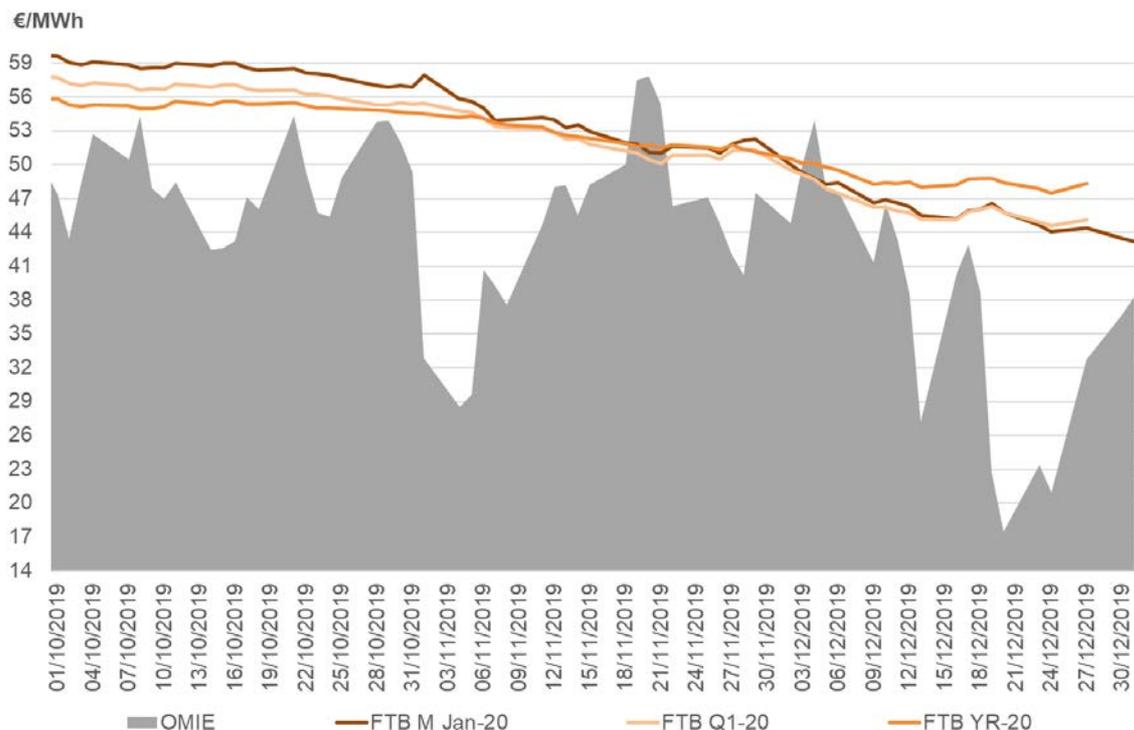
(*) Cotización a 27 de diciembre

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de noviembre a 29/11/2019 y últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2019, excepto las de los contratos FTB Q1-20 y FTB YR-20, que corresponden al 27/12/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

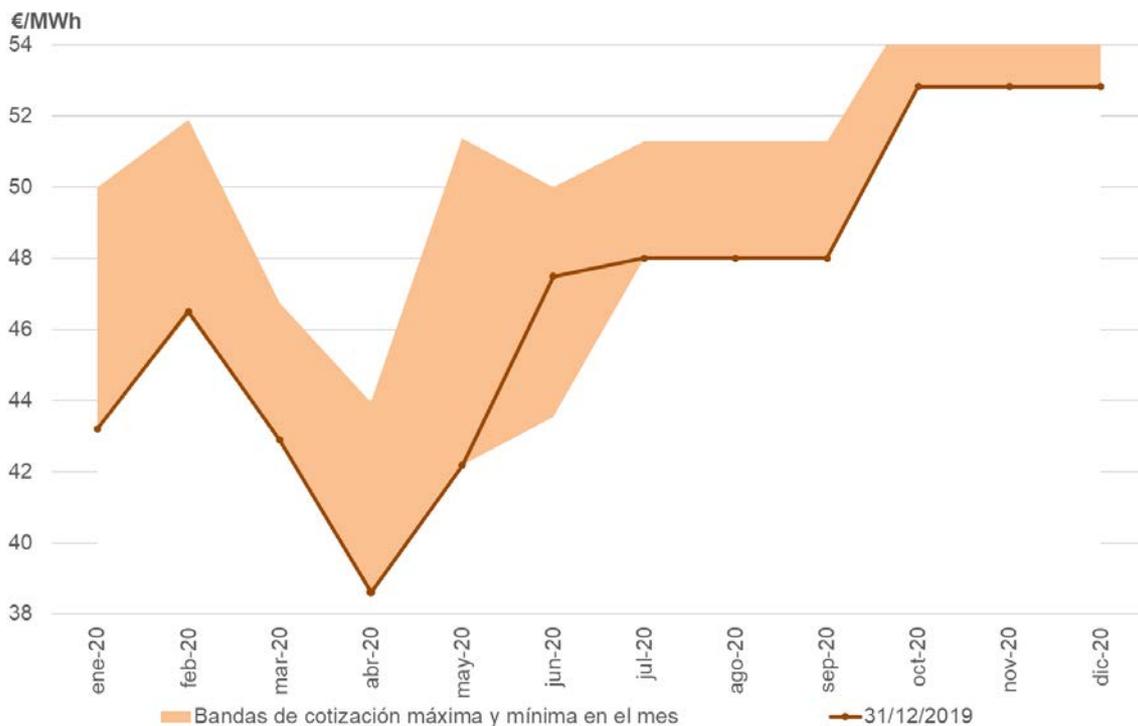
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de octubre a 31 de diciembre de 2019**



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de diciembre de 2019. A 31 de diciembre, la curva presenta una tendencia ascendente (curva en “contango”²) hasta el mes de febrero de 2020 (cotización máxima prevista de 46,5 €/MWh). Por el contrario, para los meses de marzo y abril de 2020 la tendencia prevista sería descendente (curva en “backwardation”³), con un mínimo de 38,6 €/MWh. A partir de abril de 2020 la curva refleja una tendencia ascendente, previendo un precio de 48 €/MWh para el tercer trimestre de 2020 y de 52,83 €/MWh para el último trimestre de 2020.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2019



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de diciembre, el precio medio del mercado diario (33,80 €/MWh) fue un 19,9% inferior al registrado en el mes anterior (42,19 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2019 (de 30 de noviembre de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 50 €/MWh para dicho mes, un 47,9% superior al precio spot finalmente registrado (33,80 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de

² Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

³ Curva a plazo en “backwardation”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron el 15 de julio de 2019 (máxima de 64,69 €/MWh) y el 20 de noviembre de 2019 (mínima de 48 €/MWh), con un diferencial máximo de cotización del contrato de 16,69 €/MWh.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de diciembre (33,8 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de diciembre durante todo el periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de junio hasta el 29 de noviembre de 2019). Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de diciembre fueron siempre positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2019 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2019. Periodo del 1 de junio de 2019 al 30 de noviembre de 2019



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en enero de 2020, a 31 de diciembre, anticipa un precio medio del mercado diario en enero de 43,20 €/MWh.

⁴ Del 1 de junio al 29 de noviembre 2019.

⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en diciembre de 2019.

1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En diciembre de 2019 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en diciembre de 2019 (32,26 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en diciembre de 2019 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶) que se situó en 31,51 €/MWh.

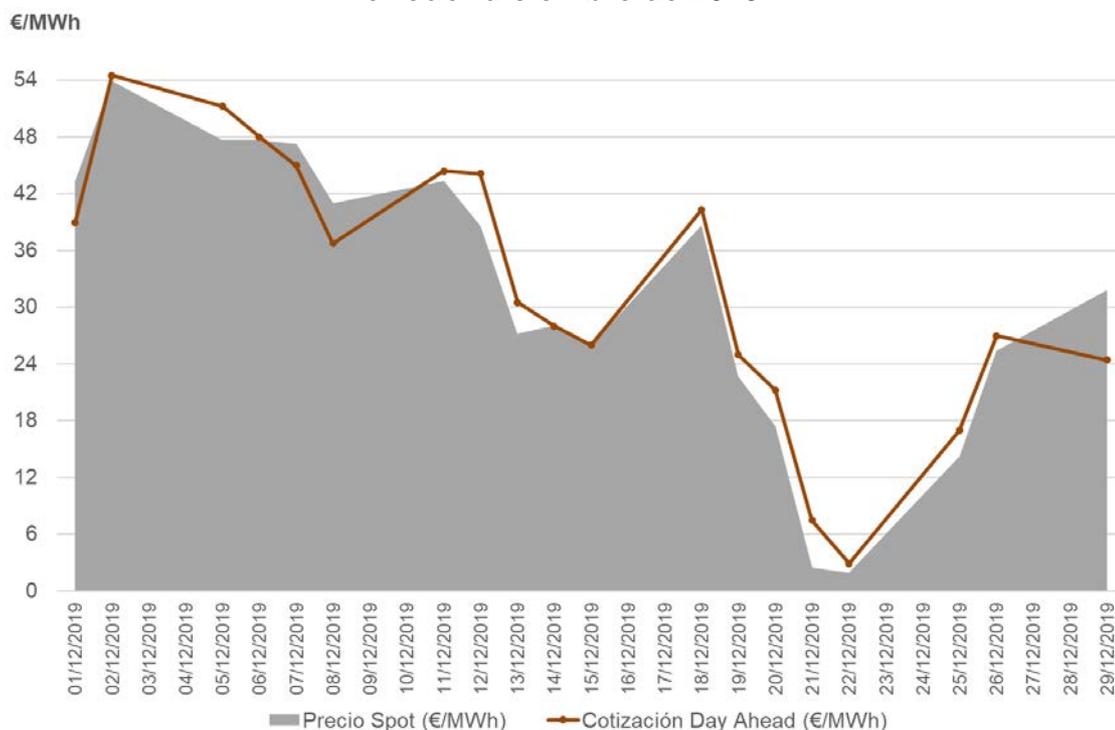
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en diciembre de 2019 fue positiva (0,75 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios(pérdidas).

En el mes de diciembre de 2019, la máxima prima de riesgo ex post⁷ de los contratos *day-ahead* se registró el día 29 (-7,34 €/MWh).

⁶ 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.

⁷ Máximo en valor absoluto.

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).
Periodo: diciembre de 2019**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

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

A continuación, se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁸– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

⁸ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de noviembre y diciembre de 2019⁹.

En el mes de diciembre de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 29 TWh, un 27,1% superior al volumen negociado el mes anterior (22,8 TWh), y un 67,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,3 TWh). En 2019, el volumen de negociación en dichos mercados se situó en torno a 215,2 TWh, un 34,5% superior al volumen negociado en 2018 (160,1 TWh); el mayor incremento interanual del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde la no validación de la 25ª subasta CESUR, el 20 de diciembre de 2013.

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,6 TWh) representó el 5,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en diciembre de 2019, frente al 8,2% del mes de noviembre.

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2019 se situó en 13,2 TWh (+11,9% respecto al volumen negociado en 2018), lo que representó el 6,1% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en diciembre de 2019 (29 TWh) representó el 139,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,7 TWh¹⁰), superior al porcentaje (63,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2018 (160,1 TWh) sobre la demanda

⁹ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX (European Energy Exchange) está disponible en su página web (<https://www.eex.com>). Dicha información no incluye la identidad de las contrapartes.

Por último, en relación a la información negociada en el mercado OTC, la CNMC recibe diariamente (o mensualmente) un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica con subyacente el precio spot español, que éstas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias, así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, "bid", y mejor precio de venta, "ask"). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

¹⁰ En diciembre de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (17,3 TWh) representó el 81,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (21,2 TWh).

eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh). Para el año 2019 el volumen negociado en dichos mercados ascendió a 215,2 TWh, lo que representó el 86,3% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh).

En el mes de diciembre de 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹¹) aumentó un 34,9% respecto al volumen registrado el mes anterior, debido principalmente al incremento del volumen registrado en ECC (+53%), que marcó record en su registro mensual.

En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs aumentó un 57,7% respecto al volumen registrado en 2018, representando el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). En 2019, y al igual que 2018, ECC fue la CCP con mayor cuota del registro OTC (73,5%).

¹¹ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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 2019	Mes anterior noviembre 2019	% Variación	Total 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
OMIP	748	1.126	-33,6%	7.402	6.000	3,4%	3,7%
EEX	891	754	18,1%	5.818	5.813	2,7%	3,6%
OTC	27.327	20.909	30,7%	202.024	148.266	93,9%	92,6%
OTC registrado y compensado**:	28.798	21.342	34,9%	197.266	125.067	91,6%	78,1%
<i>OMIClear</i>	3.384	2.677	26,4%	25.799	12.076	12,0%	7,5%
<i>BME Clearing</i>	2.488	3.678	-32,4%	26.398	12.343	12,3%	7,7%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	22.926	14.987	53,0%	145.069	100.648	67,4%	62,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	28.966	22.789	27,1%	215.243	160.078	100,0%	100,0%

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

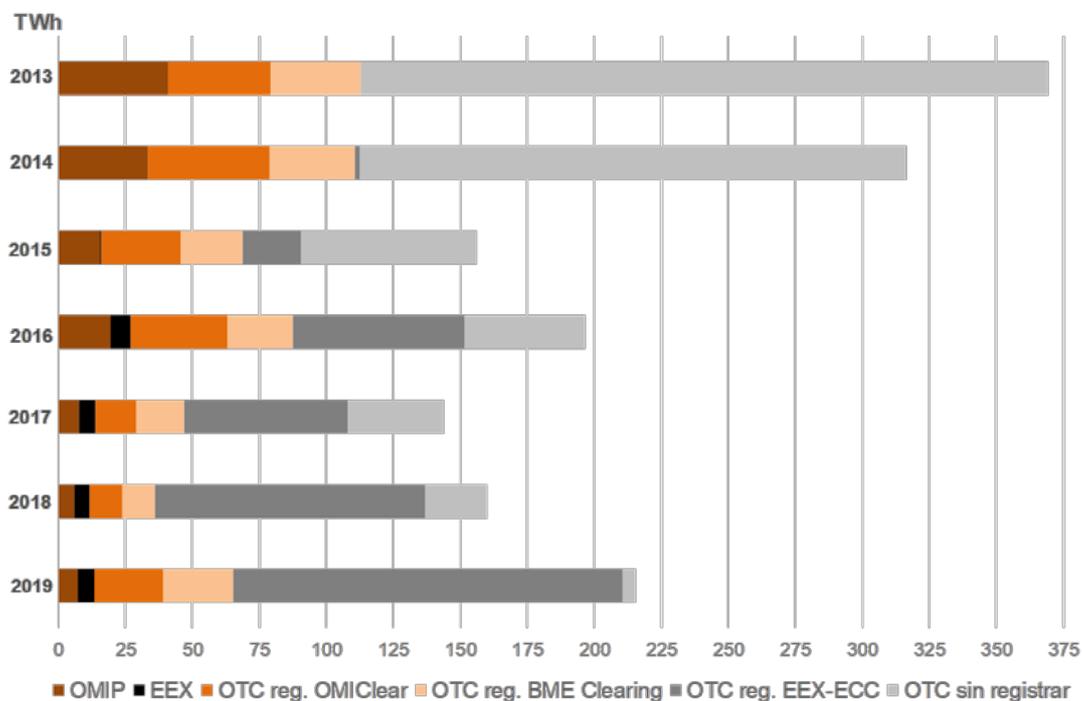
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2019, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

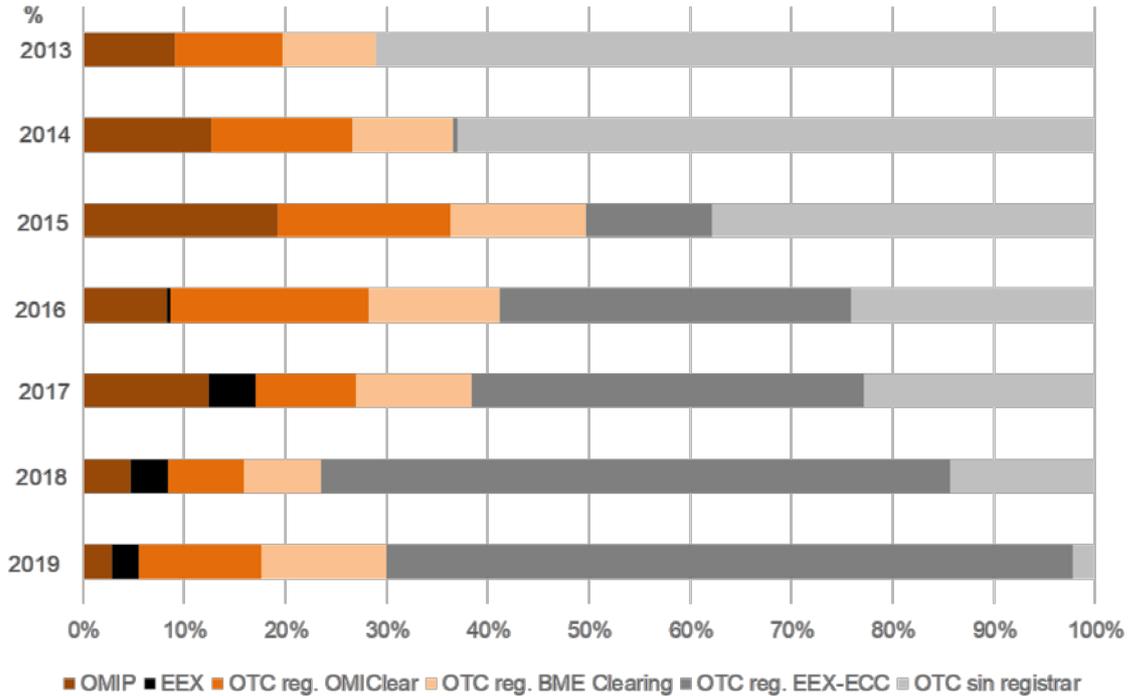
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2019



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. Durante el año 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 197,3 TWh, lo que representó el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh).

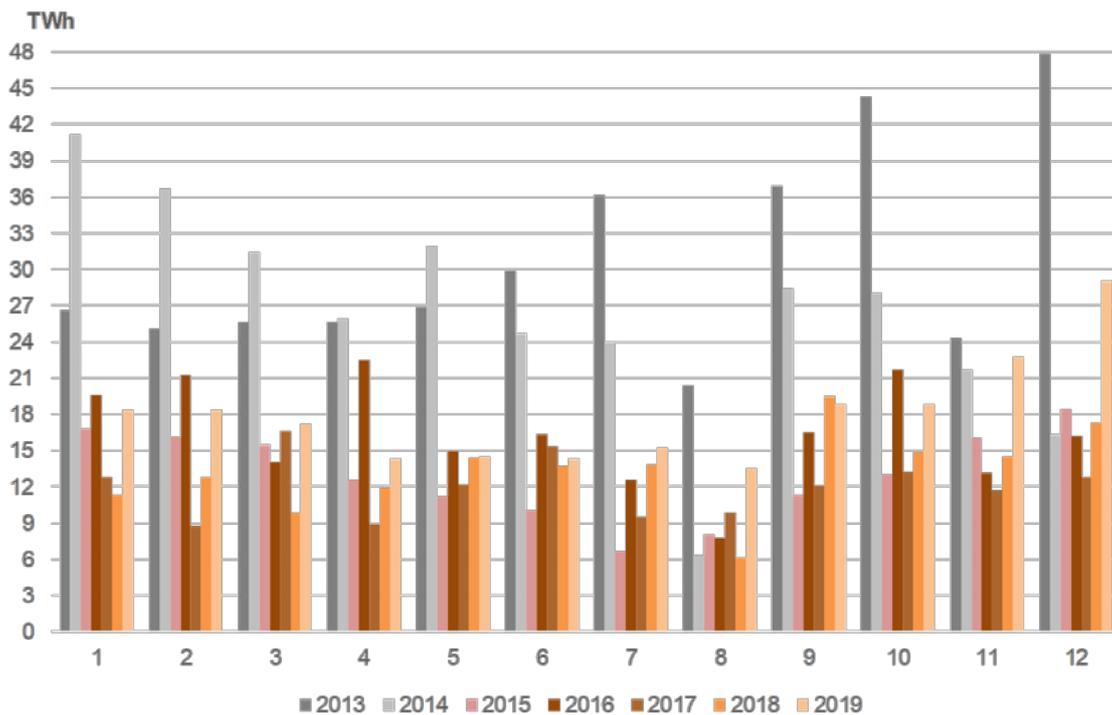
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2019



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

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2013 hasta diciembre de 2019. En el mes de diciembre de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 29 TWh, un 67,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (17,3 TWh en diciembre de 2018).

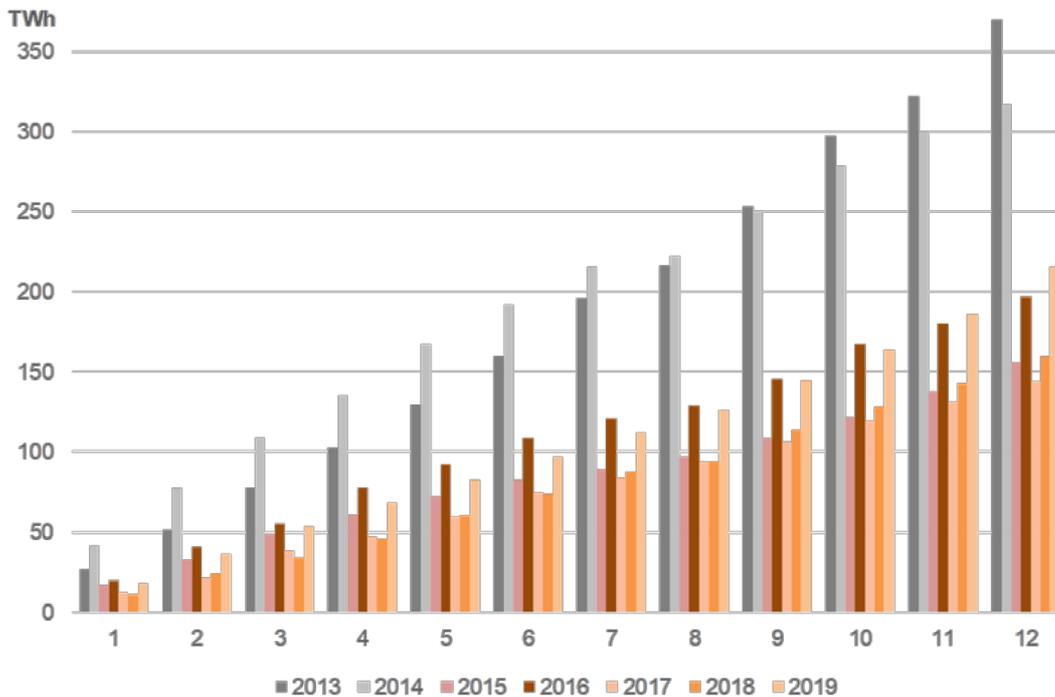
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2019



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX.

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2019



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

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

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de noviembre y diciembre de 2019, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre diciembre de 2017 y diciembre de 2019, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En diciembre de 2019 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 96 % (27,8 TWh),

ligeramente superior al porcentaje obtenido para el mes de noviembre de 2019 (94,4%), con un volumen de negociación de 21,5 TWh¹².

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 4% (1,2 TWh), siendo inferior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (5,6%), con un volumen de 1,3 TWh¹³. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en diciembre a 1.568 MW (5,6% de la demanda horaria media de dicho mes, 27.829 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en diciembre fue el contrato con liquidación semanal, con el 61,6% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,2 TWh)¹⁴, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 24% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En diciembre de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 50,9% (14,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (27,8 TWh)¹⁵. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 41,9% (11,6 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el contrato con liquidación en el año 2020, cuyo volumen negociado en el mes de diciembre ascendió a 10 TWh (70,6% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2: 2021) ascendió a 2,5 TWh (17,3% de los contratos anuales negociados). En el mes de diciembre también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2022) y diez años vista (Cal+10: 2029), con un volumen total de 1,7 TWh (12,1% del volumen total de contratos anuales negociados en diciembre de 2019).

En 2019, el porcentaje de volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió a 94,8% del total negociado (204 TWh), superior a dicho porcentaje en 2018 (92,7%). Por su parte, el

¹² En diciembre de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 95,5% (16,5 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹³ En diciembre de 2018, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes sobre el volumen total negociado en los mercados a plazo fue del 4,5% (0,8 TWh).

¹⁴ En el mes de noviembre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (57,8%; 0,7 TWh).

¹⁵ En el mes de noviembre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (65,2%; 14 TWh).

porcentaje de volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió al 5,2% (11,3 TWh) en 2019, siendo dicho porcentaje superior en 2018 (7,3%; 11,7 TWh).

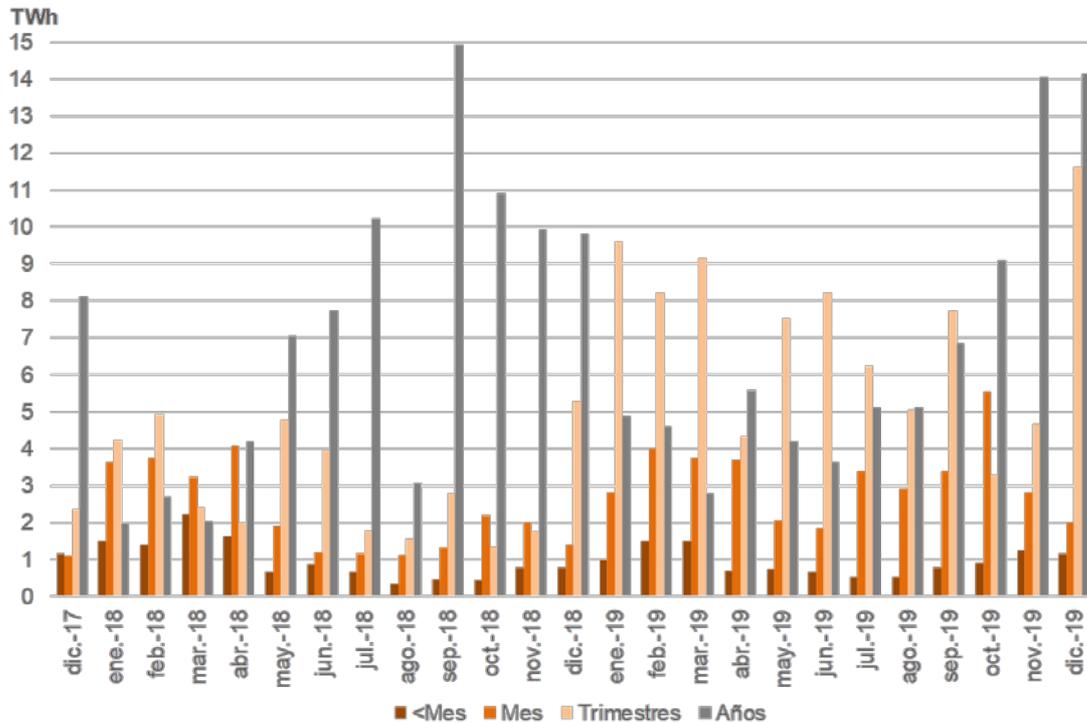
En 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. Los contratos más negociados en 2018 fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total negociado).

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-19	Mes anterior noviembre-19	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	280	453	-38,2%	4.830	42,8%	5.717	48,7%
Fin de semana	168	81	107,1%	940	8,3%	1.264	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	719	731	-1,7%	5.517	48,9%	4.766	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	3	0,0%
Total Corto Plazo	1.166	1.265	-7,8%	11.287	5,2%	11.750	7,3%
Mensual	2.010	2.830	-29,0%	38.275	18,8%	26.981	18,2%
Trimestral	11.639	4.654	150,1%	85.588	42,0%	36.764	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	14.150	14.039	0,8%	80.093	39,3%	84.584	57,0%
Total Largo Plazo	27.799	21.524	29,2%	203.956	94,8%	148.329	92,7%
Total	28.966	22.789	27,1%	215.243	100%	160.079	100%

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

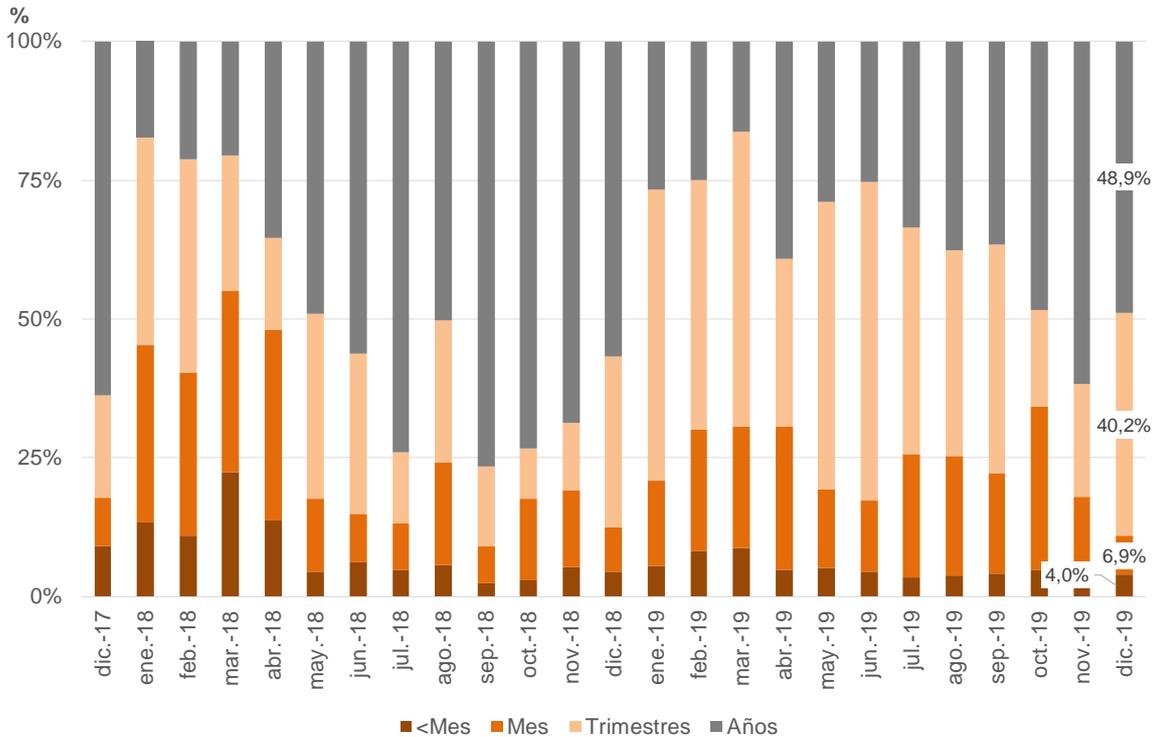
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019**



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: diciembre 2017 a diciembre de 2019



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.

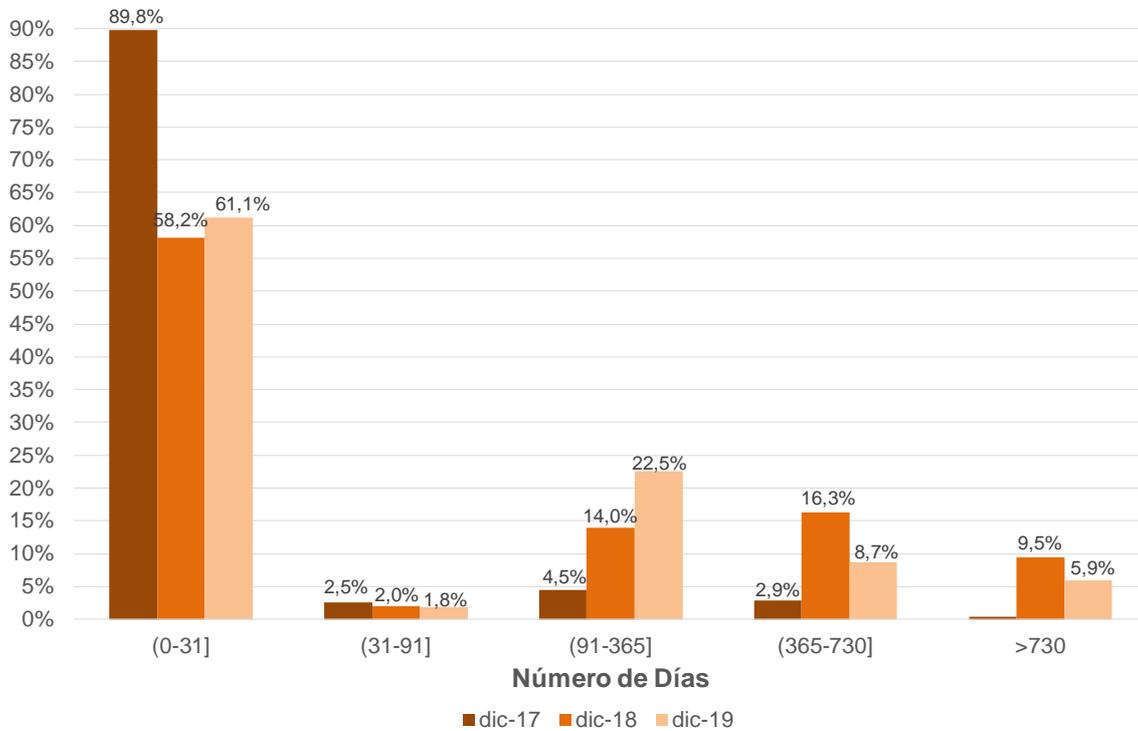
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En diciembre de 2019, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en enero de 2020, con el 61,1% del volumen negociado en diciembre, seguidos de los contratos con vencimiento en los 3 últimos trimestres del año 2020, con el 22,5% del volumen total negociado en diciembre (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en diciembre de 2019 con liquidación en el año 2021 (contratos Cal+2 y Q1-21) ascendió a 2,5 TWh (8,7% del volumen total negociado en diciembre). Por su parte, el volumen de contratos con liquidación entre 2022 (contrato Cal+3) y 2029 (contrato Cal+10) ascendió a 1,7 TWh y acaparó el 5,9% del volumen total negociado en el mes de diciembre de 2019.

Gráfico 11. Volumen negociado en diciembre (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

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 12 muestra el volumen total negociado (en GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base por mes de liquidación.

Hasta el 31 de diciembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2019¹⁶ se situó en torno a 20.309 GWh, un 1% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2019 (20.109 GWh), y un 72,8% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2018 (11.753 GWh).

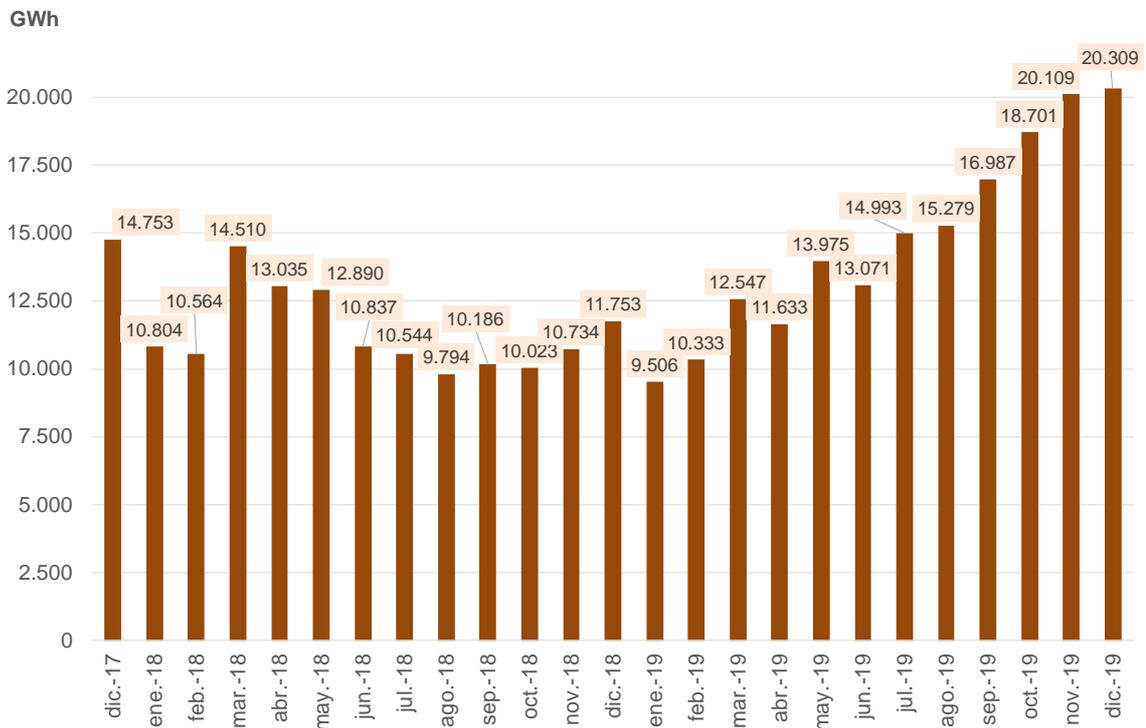
¹⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2019: mensual dic-19, trimestral Q4-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en diciembre de 2019, el 94,3% (19.142 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-19, trimestral Q4-19 y anual 2019), mientras que el 5,7% restante (1.166 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en diciembre de 2019 (20.309 GWh) representó el 98,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.705 GWh).

El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supuso el 71,1% de la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh), siendo dicho porcentaje superior al registrado en 2018 (53,5% de la demanda eléctrica peninsular de 2018).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



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

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹⁷. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en diciembre de 2019 (mensual dic-19, trimestral Q4-19 y anual 2019) se situó en 25.729 MW, un 1,7% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2019 (26.172 MW) y un 74,5% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2018 (14.747 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de diciembre de 2019 (25.729 MW) representó el 92,5% de la demanda horaria media de dicho mes (27.829 MW).

El volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2019 ascendió a 18.933 MW/mes (superior en un 33,3% al volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2018).

El volumen total negociado en diciembre de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁸ (25.729 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 23.892 MW (92,9%¹⁹ del volumen total). De forma más concreta, el 13,7% (3.532 MW) del volumen total (25.729 MW) se registró en OMIClear²⁰ (véase Gráfico 14), el 11,1% (2.844 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 68,1% (17.516 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2019 ascendió al 94,1% del volumen total (superior a dicho porcentaje para 2018, 80,5%): el 14,4% se registró en OMIClear, el 10,9% se registró en BME Clearing y el 68,9% se registró en EEX-ECC.

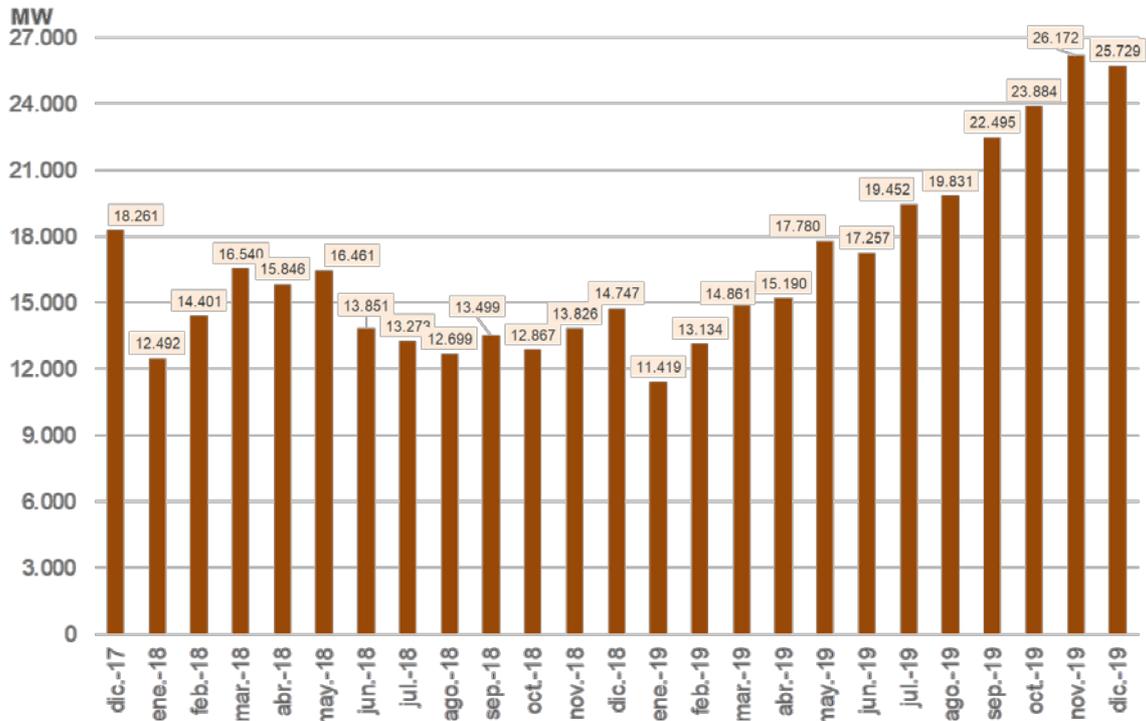
¹⁷ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁸ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁹ El volumen registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs) habría sido superior al volumen negociado OTC debido a que en dicho volumen de registro: (i) podrían estar contabilizadas transacciones privadas y confidenciales no contenidas en el volumen total OTC (ya que no son comunicadas a la CNMC por los *brókers*); (ii) podría incorporar transacciones no intermediadas por *brókers* (bilaterales puras); y (iii) 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.

²⁰ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW)
 por mes de liquidación***
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

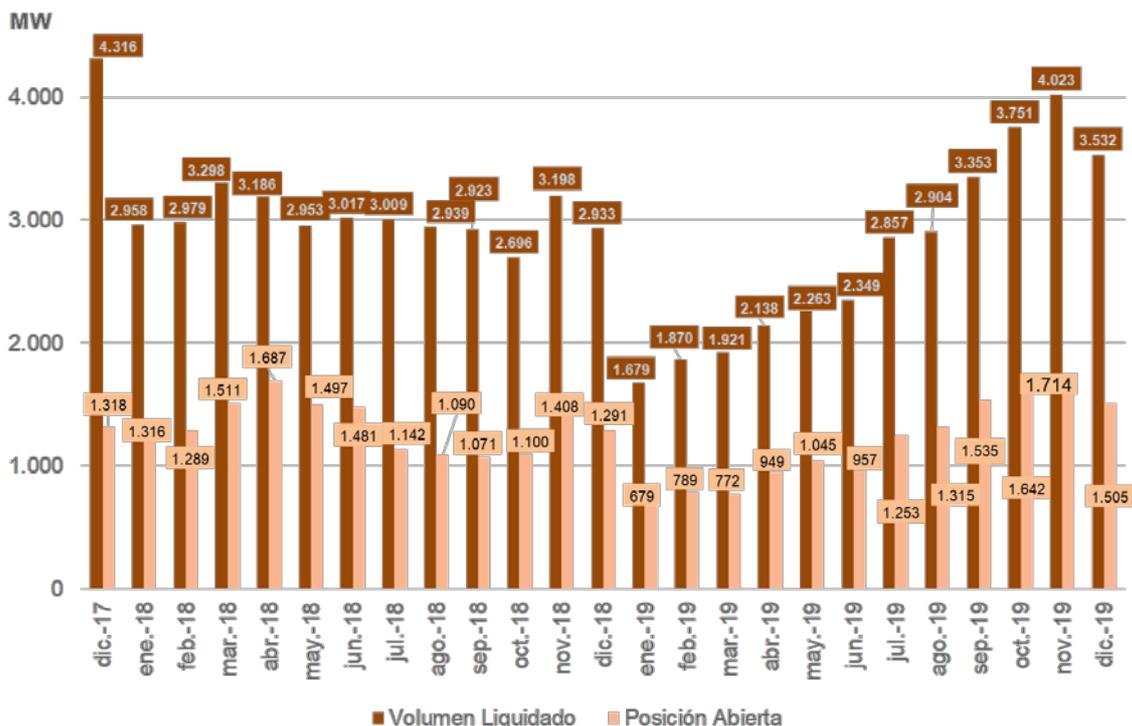
En este sentido, de los 3.532 MW con liquidación en diciembre de 2019 que se registraron en OMIClear, el 57,4% (2.027 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 42,6% restante (1.505 MW) quedaron abiertas²¹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 57,4% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²² (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en diciembre de 2019.

²¹ Suma de las posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²² Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

En términos medios, la posición abierta media del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2019 ascendió a 1.180 MW/mes, lo que equivale al 43,4% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2019 (2.720 MW/mes).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²⁴, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

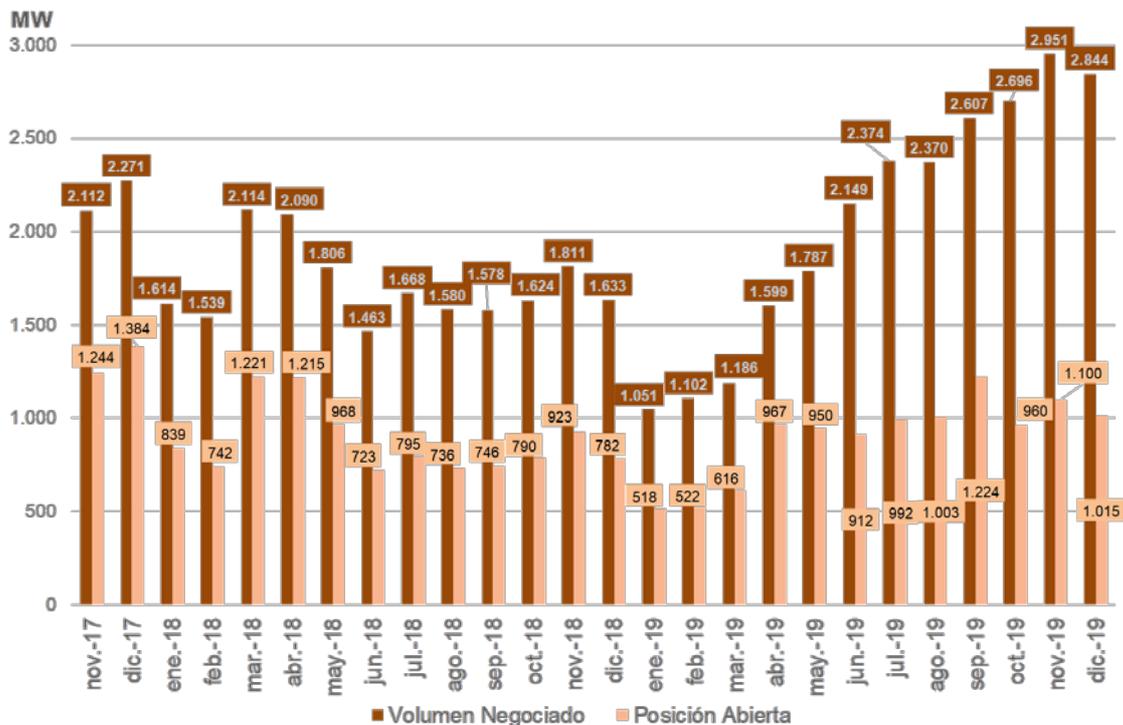
²³ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las 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.

²⁴ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en noviembre de 2019 (25.729 MW), el 11,1% (2.844 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 64,3% (1.829 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 35,7% restante (1.015 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta media con liquidación en 2019 ascendió a 898 MW, lo que representó el 43,6% del volumen total registrado en BME Clearing (2.060 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

²⁵ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. 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 abierta en European Commodity Clearing

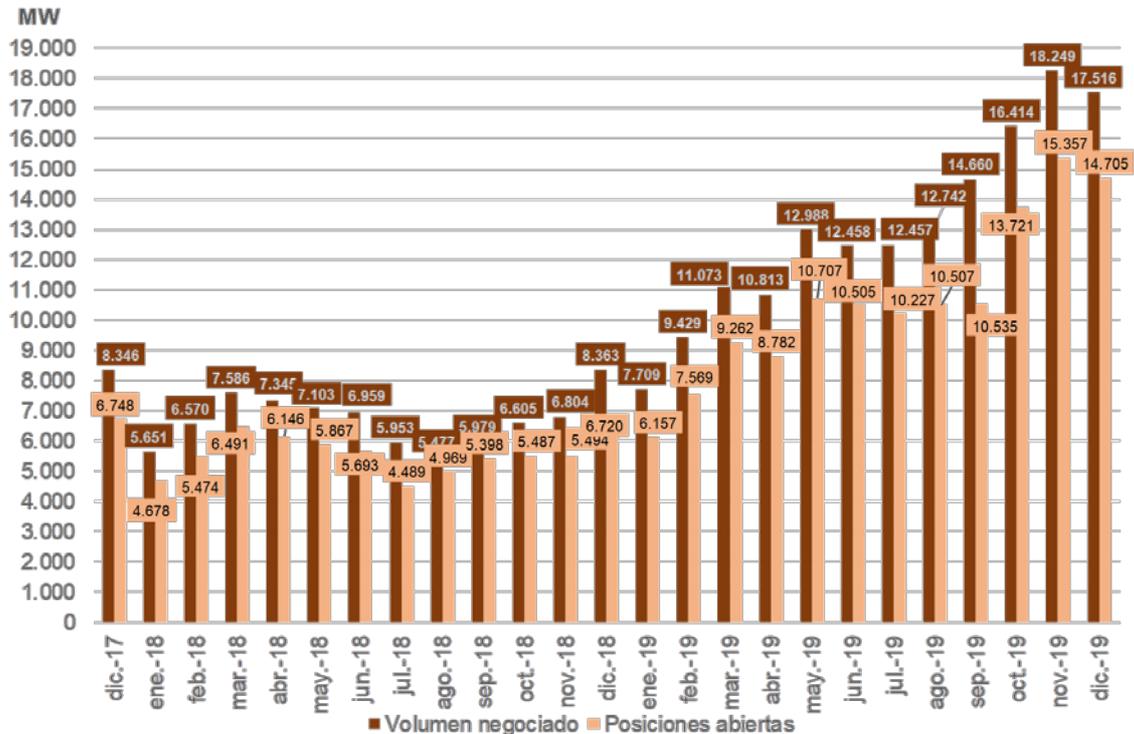
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁶ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2019 (25.729 MW), el 68,1% (17.516 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 16% (2.811 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 84% restante (14.705 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2019 ascendió a 10.670 MW/mes, lo que supuso el 81,7% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2019 (13.042 MW/mes).

²⁶ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁷ (MW)*
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



*Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC

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.

²⁷ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC. 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.

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

A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁸– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la evolución de la liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación.

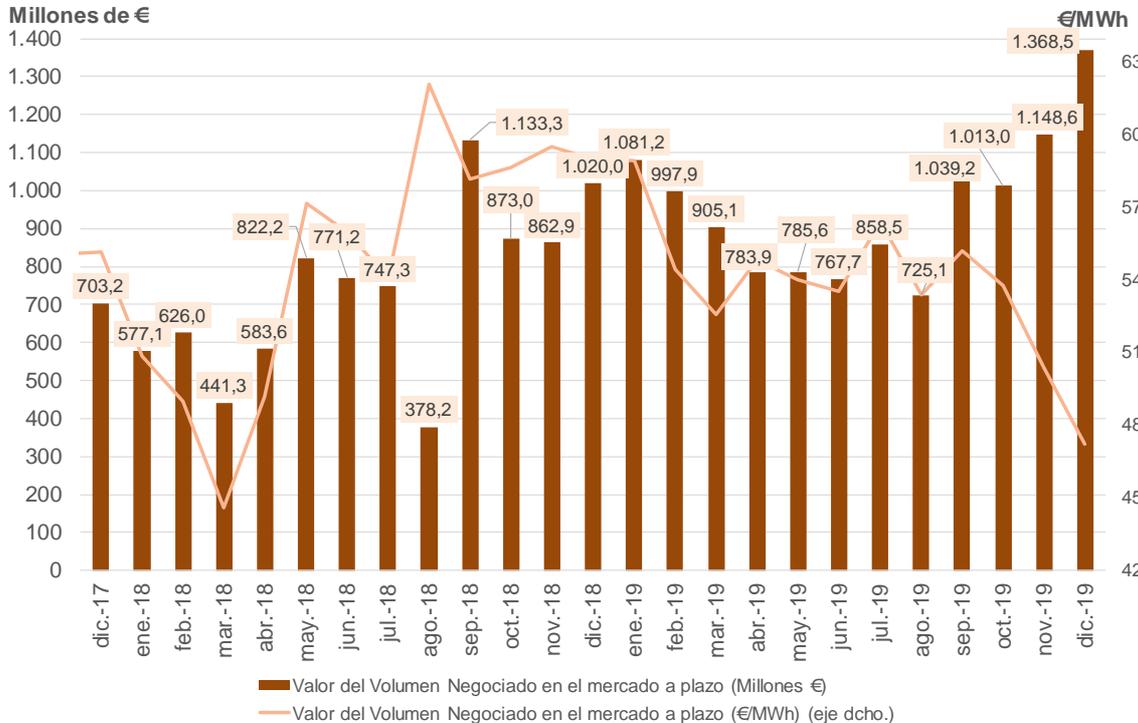
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en diciembre de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (28,9 TWh) fue de 1.368,5 millones de euros, un 19,1% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (1.148,6 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en diciembre de 2019, en dichos mercados, fue 47,24 €/MWh, un 6,3% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (50,40 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (215,2 TWh) fue de 11.474,2 millones de euros (29,9% superior al valor económico del volumen negociado en 2018). El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2019 en dichos mercados fue 53,31 €/MWh, un 3,4% inferior al precio medio del volumen negociado en 2018 (55,20 €/MWh).

²⁸ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



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

3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 18 muestra la liquidación financiera de los futuros carga base negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (diferencias entre el precio de los futuros carga base y los precios spot de la zona española) por mes de liquidación. 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.

A 31 de diciembre de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en diciembre de 2019²⁹

²⁹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2019: mensual dic-19, trimestral Q4-19, anual YR-19, 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 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(20.309 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 311,3 millones de €³⁰; un 19,1% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en noviembre de 2019 negociados en dichos mercados (261,5 millones de €).

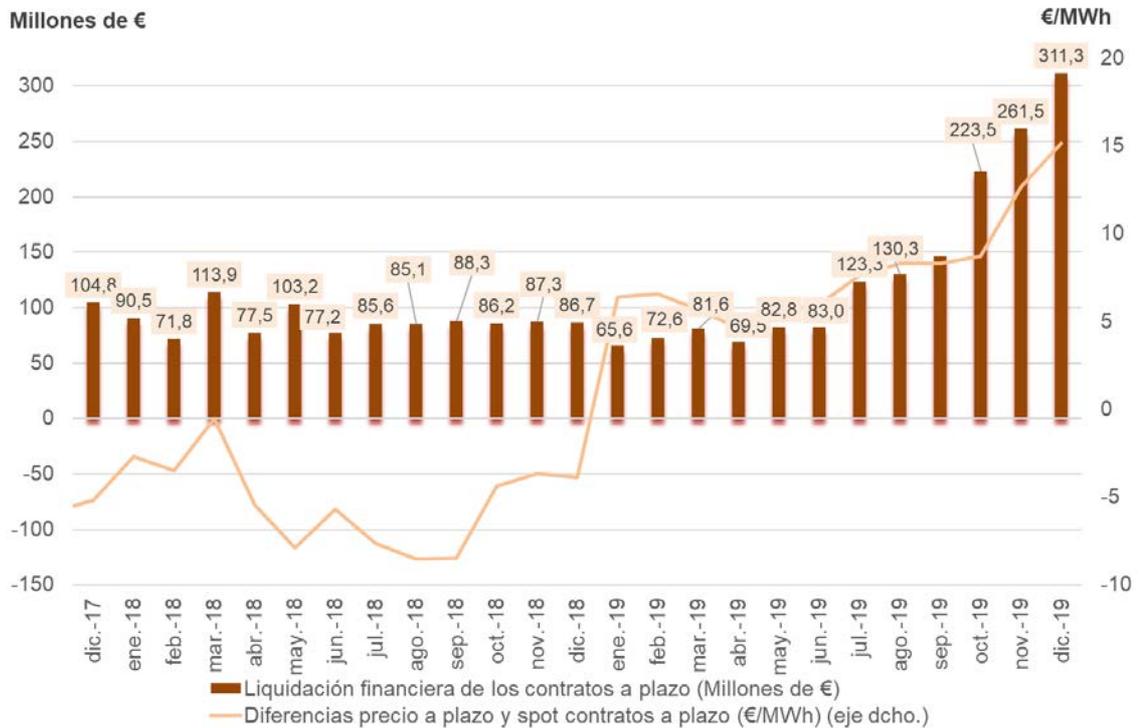
El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en diciembre de 2019, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,51 €/MWh, superior en 15,16 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (40,34 €/MWh). Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

- El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de diciembre de 2019 (mensual dic-19, trimestral Q4-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 56,57 €/MWh, fue superior en 15,56 €/MWh al precio spot de liquidación desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (41,02 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de negociación de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron 64,40 €/MWh y 41,95 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en diciembre de 2019, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 38,03 €/MWh, inferior en 8,69 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de diciembre de 2019 (29,34 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019, ponderado por el volumen liquidado en 2019 (177.442 GWh), ascendió a 55,42 €/MWh, superior en 8,22 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (47,21 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2019 fueron positivas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios). El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019 (55,42 €/MWh) fue 4,09 €/MWh superior al precio medio de los contratos a plazo liquidados en 2018, que fueron inferiores al precio spot de liquidación.

³⁰ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

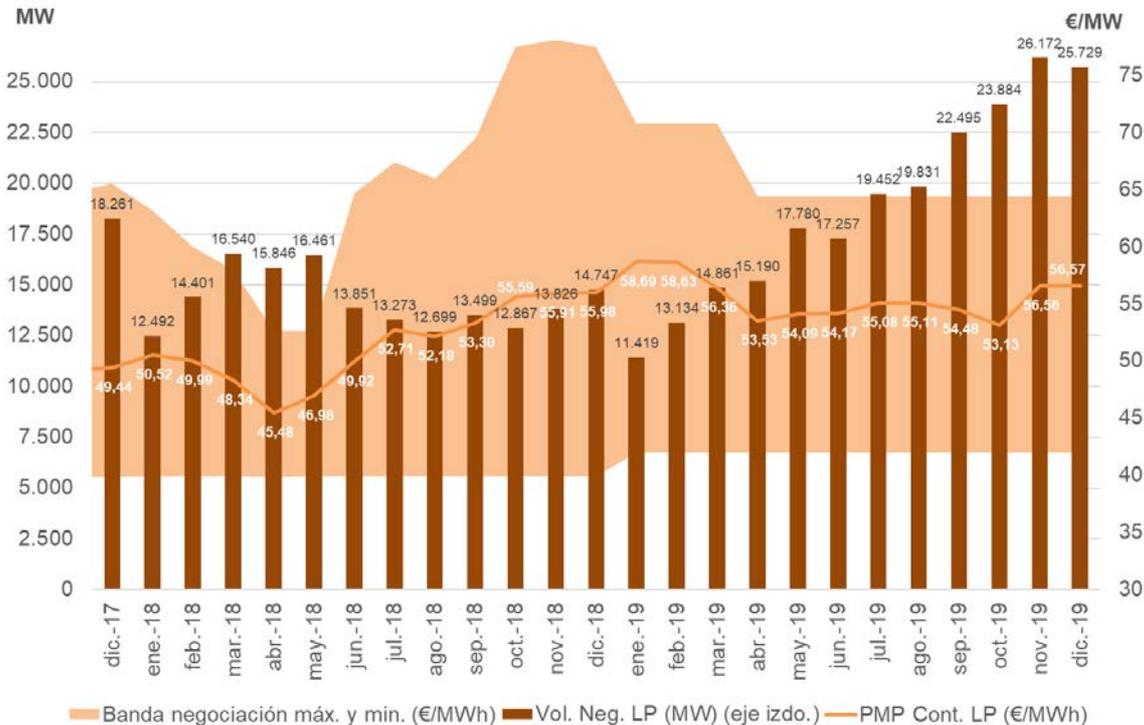
Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 31 de diciembre de 2019
Periodo: de diciembre de 2017 a diciembre de 2019



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)

Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



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

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

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 4.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 4.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 4.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 4.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

4.1. 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

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. En diciembre de 2019 descendieron, en un contexto también bajista de los precios del mercado de contado, las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados en los tres mercados.

El mayor descenso de precio fue contabilizado por los contratos con vencimiento más cercano. En el mercado español, respecto a noviembre de 2019, la cotización del contrato con liquidación en enero de 2020 se redujo un 16,8%, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 21,6% y del 27,2%, respectivamente. En general, para todos los contratos analizados, el descenso de precios fue más acusada para los contratos con subyacente francés, seguidos de los de subyacente alemán. La menor caída de precios fue la registrada por los contratos con subyacente español.

En el mercado francés, el descenso de las cotizaciones de los contratos analizados osciló entre el 8,1% del precio del contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2020 y el 27,2% del contrato con vencimiento en el mes de enero de 2020.

En el mercado alemán, la caída de precios de los contratos analizados osciló entre el 9,1% del precio del contrato con liquidación anual en 2020 y el 21,6% del contrato con vencimiento en el mes de enero de 2020.

En el mercado español, la reducción de las cotizaciones de los contratos analizados osciló entre el 5,5% del precio del contrato con liquidación anual en 2020 y el 16,8% del contrato con vencimiento en el mes de enero de 2020.

A cierre del mes de diciembre (30/12/2019), las cotizaciones de todos los contratos analizados con subyacente alemán fueron inferiores a las de los contratos equivalentes en España y en Francia; mientras que los precios de los contratos con subyacente francés con vencimiento más cercano (ene-20, feb-20 y Q1-20) fueron los más elevados de los tres mercados. A 30 de diciembre, aumentó el diferencial de precio entre los contratos con subyacente español y sus equivalentes tanto en el mercado alemán como en el mercado francés (con la excepción de los contratos con liquidación en febrero y el primer trimestral de 2020).

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-19	noviembre-19	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-19	noviembre-19	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-19	noviembre-19	% Variación dic. vs. nov.
ene.-20	43,50	52,30	-16,8%	36,50	46,54	-21,6%	43,50	59,75	-27,2%
feb.-20	46,70	53,85	-13,3%	40,75	48,45	-15,9%	46,97	59,47	-21,0%
Q1-20	45,10 (*)	51,30	-12,1%	39,57 (*)	46,14	-14,2%	45,44 (*)	56,12	-19,0%
Q2-20	43,10	47,20	-8,7%	36,53	41,52	-12,0%	35,01	40,39	-13,3%
Q3-20	48,05	51,30	-6,3%	40,12	44,45	-9,7%	39,12	42,56	-8,1%
YR-20	48,35 (*)	51,15	-5,5%	41,33 (*)	45,49	-9,1%	44,06 (*)	49,14	-10,3%

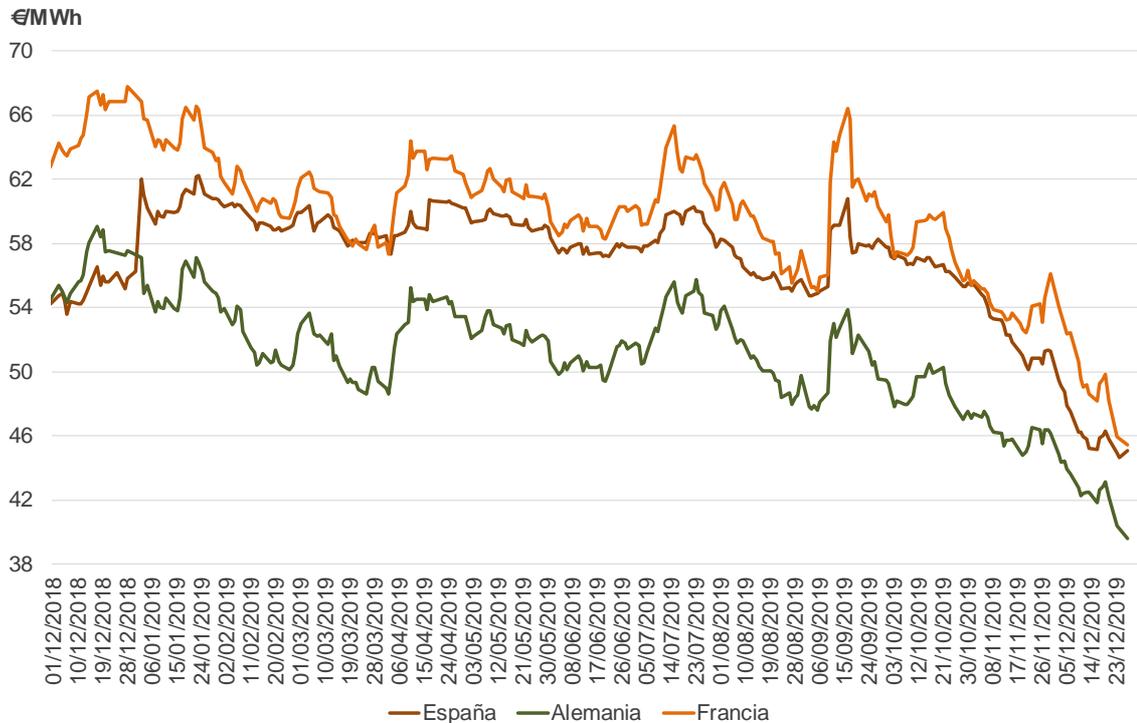
(*) Cotizaciones a 27/12/2019

Nota: últimas cotizaciones de noviembre a 29/11/2019 y últimas cotizaciones de diciembre a 30/12/2019, excepto las de los contratos FTB Q1-20 y FTB YR-20 que corresponden al 27/12/2019.

Nota: con anterioridad al 1/1/2018, 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.

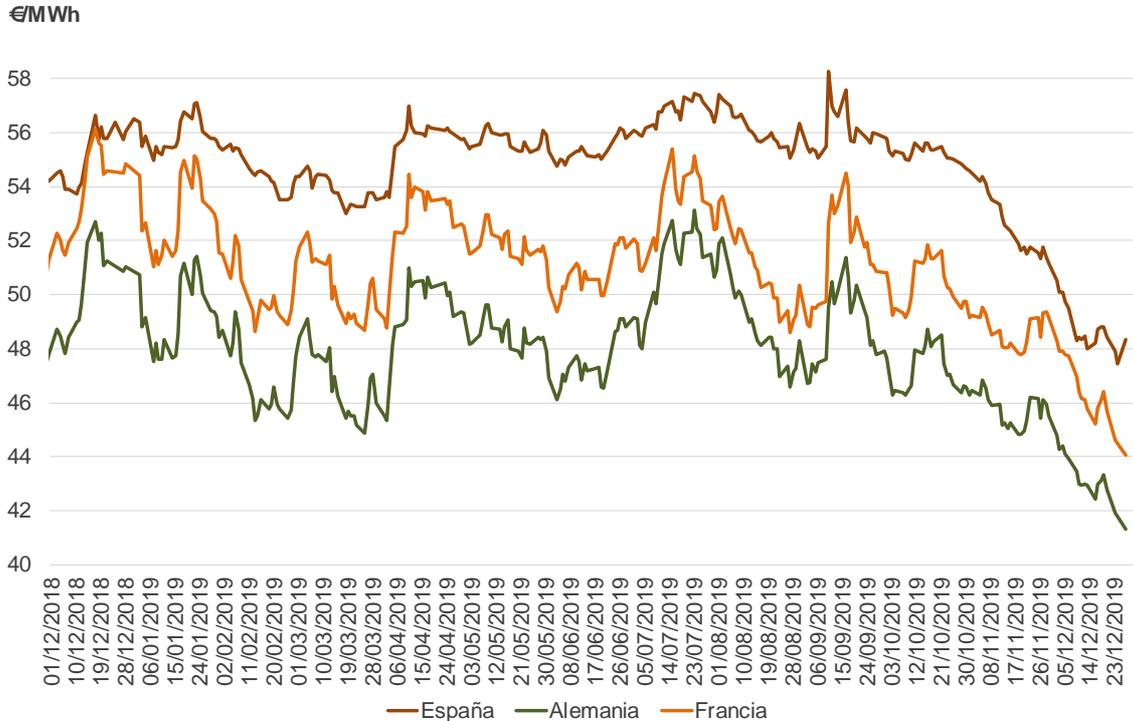
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 diciembre de 2018 a 27 de diciembre de 2019



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 diciembre de 2018 a 27 de diciembre de 2019**



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de diciembre de 2019 el precio medio del mercado diario español (33,80 €/MWh) fue un 19,9% inferior al del mes anterior. Del mismo modo, respecto al mes de noviembre, disminuyó el precio medio del mercado diario alemán, hasta situarse en 31,97 €/MWh (-22,0%), y el del mercado diario francés (-20,6%), situándose en 36,46 €/MWh. En el mes de diciembre, respecto al mes de noviembre de 2019, aumentó en 1,09 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia.

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

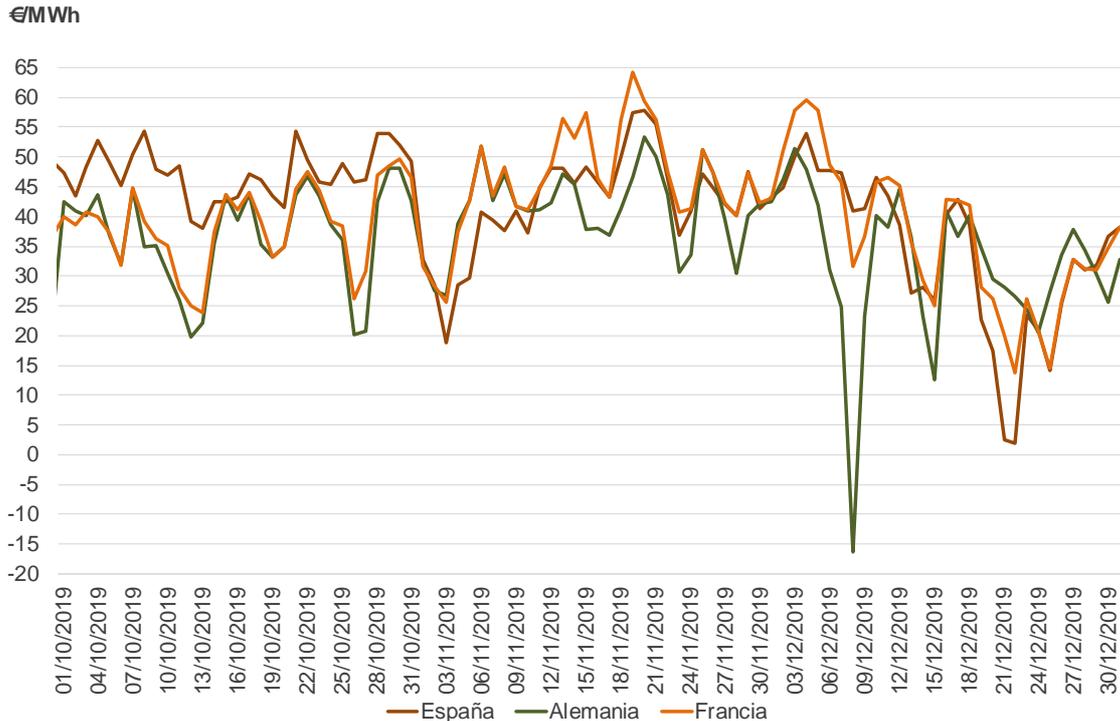
Precios medios	diciembre-19	noviembre-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	33,80	42,19	-19,9%
Alemania	31,97	41,00	-22,0%
Francia	36,46	45,94	-20,6%

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

El Gráfico 22 refleja la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de diciembre de 2019, el precio medio diario más bajo se registró el día 8 en el mercado alemán (-16,38 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 4 en el mercado francés

(59,58 €/MWh). En el mes de diciembre de 2019 el porcentaje de acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés fue del 52,3% de las horas del mes, siendo dicho porcentaje similar al de noviembre (53,3% de las horas del mes).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de octubre de 2019 a 31 de diciembre de 2019



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear³¹ y en EEX-ECC³², por mes de negociación. El volumen negociado en diciembre de 2019 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el

³¹ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³² Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En diciembre de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 198.089 GWh en Alemania y 39.203 GWh en Francia, siendo 7,1 y 1,4 veces superiores, respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (27.799 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³³, registrados en ambas cámaras, ascendió a 198.098 GWh, un 3,6% inferior al volumen negociado en el mes anterior (205.519 GWh). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 39.203 GWh, un 9,7% inferior al volumen negociado el mes anterior (43.419 GWh).

Para el conjunto del año 2019, el volumen negociado de contratos con liquidación mayor o igual al mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendió a 2.473,8 TWh (un 28,3% superior al volumen negociado en 2018). El volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes ascendió a 323,7 TWh en 2019 (un 12,7% superior al volumen negociado en 2018).

³³ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania, con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria. Desde el 1 de noviembre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que están constituidas como dos zonas de precios y el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria es función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces (en particular, el precio spot alemán representa un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco).

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 2017 a diciembre de 2019

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	129.326	20.958
jul-18	124.627	16.523
ago-18	146.726	23.108
sep-18	226.794	36.383
oct-18	194.609	32.235
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

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

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

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 mensuales³⁴ con liquidación en los meses de diciembre de 2017 a diciembre de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de diciembre de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (16,20 €/MWh, 5,40 €/MWh y 15,41 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en diciembre de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 64,69 €/MWh y 48 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo ex post derivadas de estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 33,80 €/MWh) ascendieron a 30,89 €/MWh y a 14,20 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2019 ascendieron a 52,73 €/MWh y a 30 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 31,97 €/MWh) se situaron en 20,76 €/MWh y -1,97 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en diciembre de 2019 ascendieron a 68,89 €/MWh y a 36,01 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo ex post, respecto a estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 36,46 €/MWh), se situaron en 32,43 €/MWh y -0,45 €/MWh, respectivamente.

En 2018, las primas de riesgo ex post en promedio en el mercado español, alemán y francés, calculadas a partir de la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales, registraron valores positivos (+0,47 €/MWh, +1,42 y +2,08 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³⁴ 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.

En 2019, las primas de riesgo ex post en promedio en el mercado español, alemán y francés, calculadas a partir de la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales, registraron valores positivos (+2,86 €/MWh, +3,52 y +4,85 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de diciembre de 2017 a diciembre de 2019, 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-17	62,80	57,94	4,86	37,63	30,77	6,86	60,05	56,77	3,28
ene-18	56,25	49,98	6,27	40,38	29,46	10,92	58,11	34,95	23,16
feb-18	54,15	54,88	-0,73	40,90	40,12	0,78	51,00	48,70	2,30
mar-18	44,10	40,18	3,92	36,31	37,36	-1,05	43,75	48,26	-4,51
abr-18	39,83	42,67	-2,84	35,35	32,06	3,29	39,30	33,60	5,70
may-18	48,50	54,92	-6,42	31,40	33,54	-2,14	31,54	34,42	-2,88
jun-18	63,00	58,46	4,54	44,89	42,42	2,47	44,66	42,32	2,34
jul-18	62,40	61,88	0,52	46,68	49,54	-2,86	47,55	51,41	-3,86
ago-18	63,50	64,33	-0,83	51,10	56,19	-5,09	51,59	58,40	-6,81
sep-18	68,60	71,27	-2,67	59,33	54,83	4,50	63,88	61,97	1,91
oct-18	69,50	65,08	4,42	55,96	53,11	2,85	68,33	65,63	2,70
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	39,62	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

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

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

En el mes de diciembre de 2019, las cotizaciones de todas las referencias, spot y a plazo, de gas (NBP, MIBGAS, PVB y PEG) y de carbón (ICE ARA), así como los precios de los derechos de emisión de CO₂, evolucionaron a la baja. Por el contrario, se exacerbó la tendencia alcista ya registrada en el mes anterior por los precios de los contratos spot y a plazo del Brent.

La mayor caída de precio fue la registrada por la referencia spot del gas natural en NBP³⁵, que disminuyó un 25,8% respecto al mes de noviembre, situándose en 10,24 €/MWh. Este descenso de la cotización de la referencia spot NBP, estuvo en línea con la disminución registrada por el contrato equivalente en MIBGAS (-15,4%) y en PEG (-20,9%). Del mismo modo la referencia del gas en PVB-ES a un mes disminuyó un 20,1%

De manera parecida al descenso de la cotización spot del gas en NBP, en el mes de diciembre, las cotizaciones de los contratos trimestrales de gas natural en este hub descendieron un 24,7% (Q1-20), un 21,4% (Q2-20) y un 19,7% (Q3-20).

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en enero (-11,6%), en el primer trimestre de 2020 (-11,5%), y en el año 2020 (11,3%), situándose a cierre del mes en 52,75 \$/t, 53,70 \$/t y 56,34 \$/t, respectivamente.

Por el contrario, el precio del Brent mostró una tendencia ascendente más pronunciada que la contabilizada el mes anterior, con subidas del 8,6% en el contrato spot, y del 9,6% y 8,1% en los contratos a plazo con entrega a un mes y a doce meses, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y diciembre de 2021 disminuyeron por encima del 1%, en ambos casos, situándose, a cierre del mes de diciembre en 25,09 €/tCO₂ y 25,31 €/tCO₂, respectivamente.

³⁵ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

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

	Cotizaciones en Dic.-19: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Nov.2019: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-dic-19	Mín.	Máx.	29-nov-19	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	68,37	63,30	69,37	62,98	60,34	65,01	8,6%
Brent entrega a un mes	68,44	60,82	68,44	62,43	60,91	64,27	9,6%
Brent entrega a doce meses	61,53	57,28	61,69	56,93	56,93	59,61	8,1%
Gas natural Europa	30-dic-19	Mín.	Máx.	29-nov-19	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	10,24	9,56	13,34	13,81	9,64	14,30	-25,8%
Gas NBP entrega Q1-20	11,00	11,00	14,14	14,62	14,62	15,92	-24,7%
Gas NBP entrega Q2-20	10,16	9,79	12,57	12,92	12,92	14,01	-21,4%
Gas NBP entrega Q3-20	10,35	9,98	12,60	12,88	12,83	13,84	-19,7%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	11,85	8,51	15,21	14,00	7,89	16,02	-15,4%
PVB-ES a un mes	12,15	11,85	15,55	15,20	13,10	16,15	-20,1%
PEG Spot	12,18	10,95	15,20	15,40	11,23	16,15	-20,9%
Carbón ICE ARA API2 \$/t	30-dic-19	Mín.	Máx.	29-nov-19	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Carbón ICE ARA Ene-20	52,75	53,65	59,85	59,65	58,35	61,40	-11,6%
Carbón ICE ARA Q1-20	53,70	53,70	59,75	60,68	58,30	61,28	-11,5%
Carbón ICE ARA CAL-20	56,34	56,34	62,75	63,54	62,42	64,93	-11,3%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-dic-19	Mín.	Máx.	29-nov-19	Mín.	Máx.	Dic. vs Nov.
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	25,09	24,38	26,85	25,36	23,79	25,78	-1,1%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	25,31	24,15	27,06	25,61	23,53	26,03	-1,2%

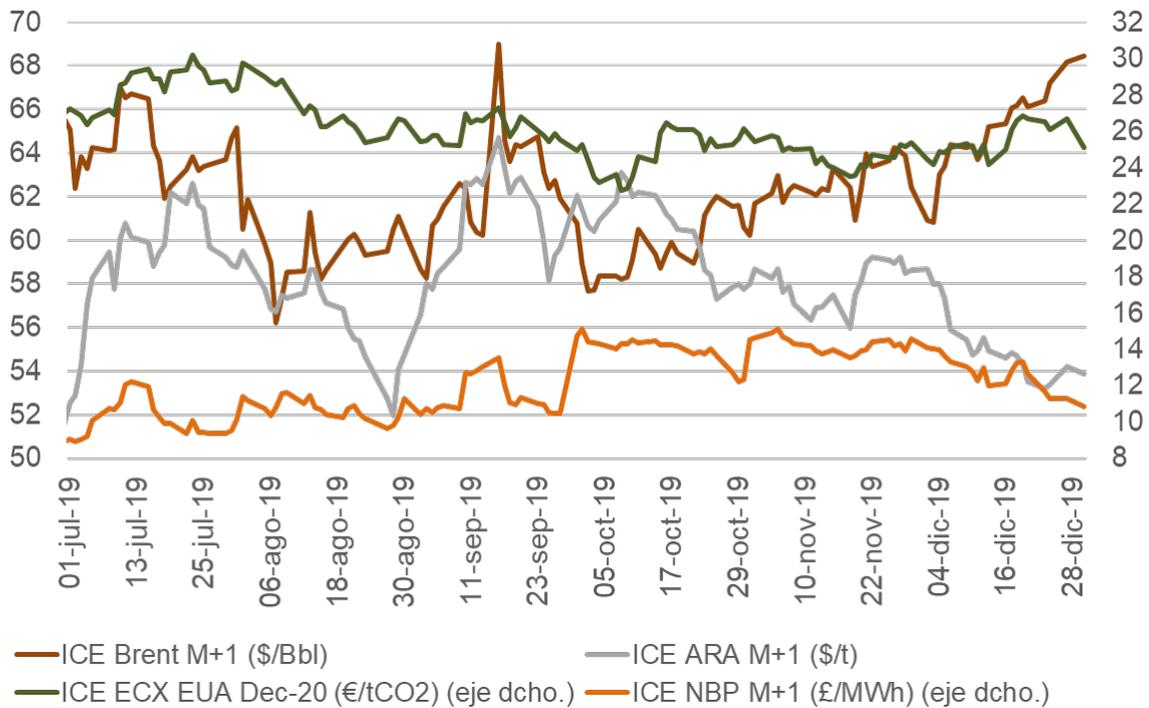
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en Powernext y Reuters.
- 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 29/11/2019 y cotizaciones de diciembre a 30/12/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Reuters, MIBGAS, Powernext y agencia de intermediación

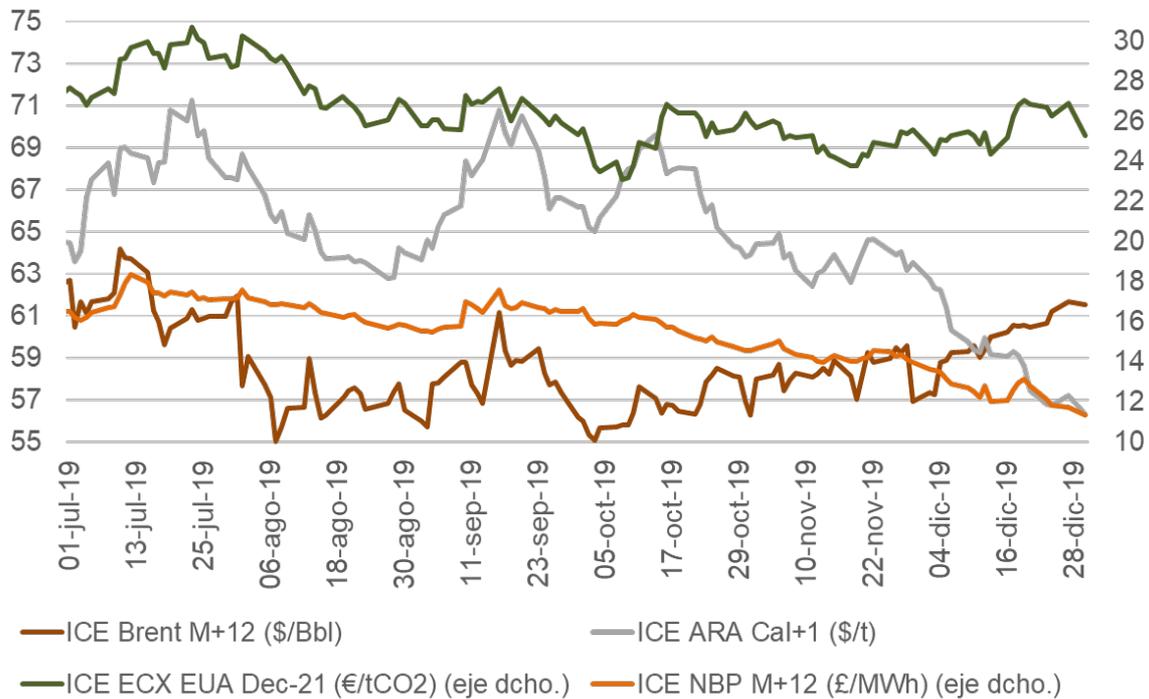
Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista.

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 de 2019 a 30 de diciembre de 2019



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 de 2019 a 30 de diciembre de 2019



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

Al cierre del mes de diciembre de 2019 (31 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,1234 \$/€ frente a 1,0982 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 31 de diciembre en 0,851 £/€ frente a 0,852 £/€ a cierre de mes de noviembre.

En diciembre de 2019, el aumento de la tensión geopolítica en Oriente Medio se vio reflejada en la escalada de precios del petróleo.

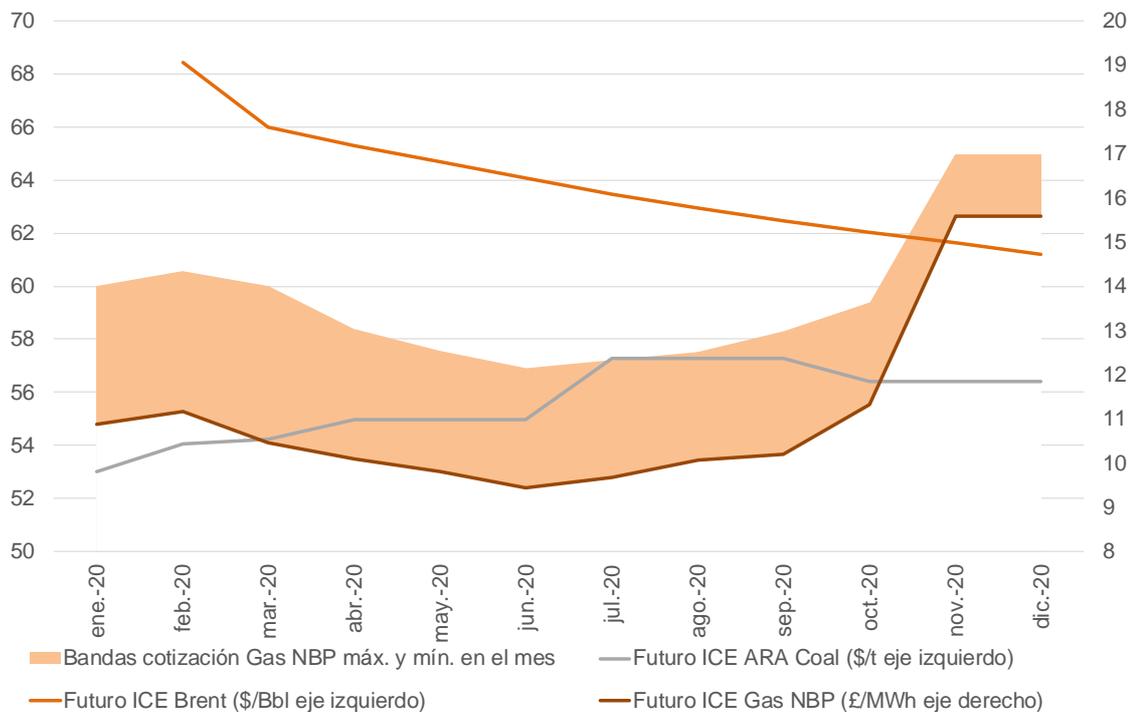
Al cierre del mes de diciembre, la curva a plazo de los combustibles (véase Gráfico 25), de forma similar al mes anterior, anticipa una tendencia descendente de las cotizaciones del petróleo Brent, que pasarían de 68,44 \$/Bbl, en el mes de febrero de 2020, a 61,22 \$/Bbl en el mes de diciembre de 2020.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 31 de diciembre, muestra una tendencia alcista hasta el mes de julio de 2020, pasando de una cotización prevista para el mes de enero de 2020 de 53 \$/t a una cotización de 57,30 \$/ton prevista para el mes de julio y descendiendo a partir del mes de septiembre hasta 56,40 \$/t valor de cotización para el último trimestre del año 2020.

La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de diciembre, muestra un ascenso (curva en “contango³⁶”) entre los meses de enero de 2020 (10,87 £/MWh) y febrero de 2020 (11,17 £/MWh), para, a continuación, descender hasta junio de 2020 (9,45 £/MWh) e incrementarse posteriormente hasta 15,59 £/MWh en noviembre de 2020 y diciembre de 2020, alcanzando en dichos meses la cotización máxima de la curva.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de diciembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de diciembre en 2,60 £/MWh.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de diciembre de 2019 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

A 31 de diciembre de 2019, el precio spot NBP se situó en 11,23 €/MWh (16,20 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 11,37 €/MWh (14 €/MWh en el mes anterior), disminuyendo el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 0,15 €/MWh, frente a 2,2 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 11,85 €/MWh a 31 de

³⁶ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

diciembre de 2019 (15,20 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (31 de diciembre) ascendió a 11,60 €/MWh (15,40 €/MWh en el mes anterior), superior al precio spot en MIBGAS en 11,37 €/MWh. En el mes de diciembre, España continuó exportando gas a Francia, en un contexto de demanda nacional baja y de exceso de oferta de GNL.

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso³⁷, el valor vigente para el cuarto trimestre de 2019 continuó siendo el del segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), un 16,3% inferior a la referencia del primer trimestre de 2019 (24,69 €/MWh), al mantenerse congelado por segundo trimestre consecutivo, por no haberse producido una variación (al alza o a la baja) superior al 2%, tal y como establece la metodología de cálculo.

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En diciembre de 2019 descendió el volumen negociado en MIBGAS Derivatives con respecto al mes de noviembre. En concreto, 618,2 GWh con entrega en PVB, un 0,4% por debajo del volumen de noviembre de 2019. Se negociaron 6 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con vencimiento en 2020 (54,5%), con 336.720 MWh a un precio medio ponderado de 15,66 €/MWh, seguido del contrato trimestral Q1-20 (28,3%), con 174.720 MWh negociados a un precio medio ponderado de 14,40 €/MWh.

El volumen total negociado en 2019 en MIBGAS Derivatives se situó en 7.626,3 GWh (un 281,8% superior al volumen negociado en 2018), distribuido en contratos con entrega a dos y tres meses vista (M+2 y M+3), contratos con entrega a uno, dos y tres trimestres vista (Q+1, Q+2 y Q+3), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en el periodo estival siguiente (S) y contrato con entrega en los dos años siguientes (Y+1 y Y+2). El mayor volumen de negociación, en 2019, se concentró en el contrato con entrega a dos meses vista (46,1%), seguido del contrato anual con entrega en 2020 (21,2% del total negociado) y del contrato con entrega en el trimestre siguiente (19,3% del total negociado).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-20 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

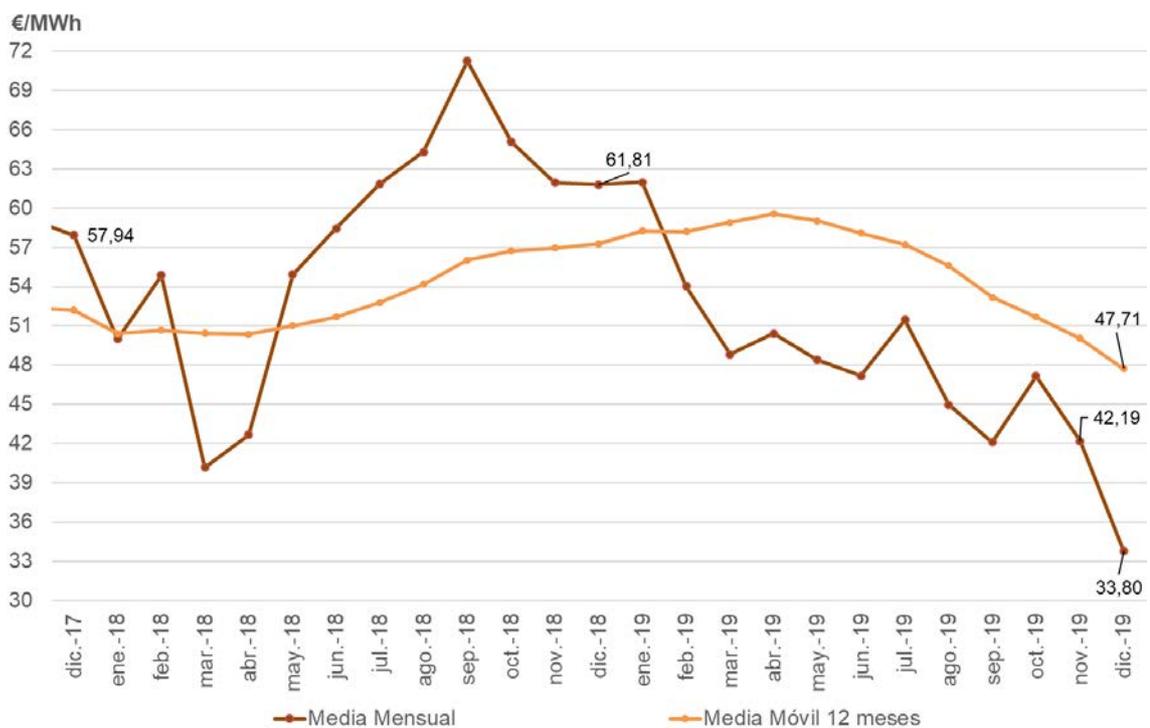
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

³⁷ A incluir en el término variable en el cálculo de la Tarifa de Último Recurso de gas natural. Su valor se actualiza con periodicidad trimestral (los días 1 de enero, abril, julio y octubre), siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

4.5. Análisis de los precios spot en España

El Gráfico 27 muestra la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre diciembre de 2017 y diciembre de 2019. En el mes de diciembre de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 33,80 €/MWh³⁸, un 19,9% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (42,19 €/MWh), y un 45,3% inferior al precio spot medio registrado en diciembre de 2018 (61,81 €/MWh).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019

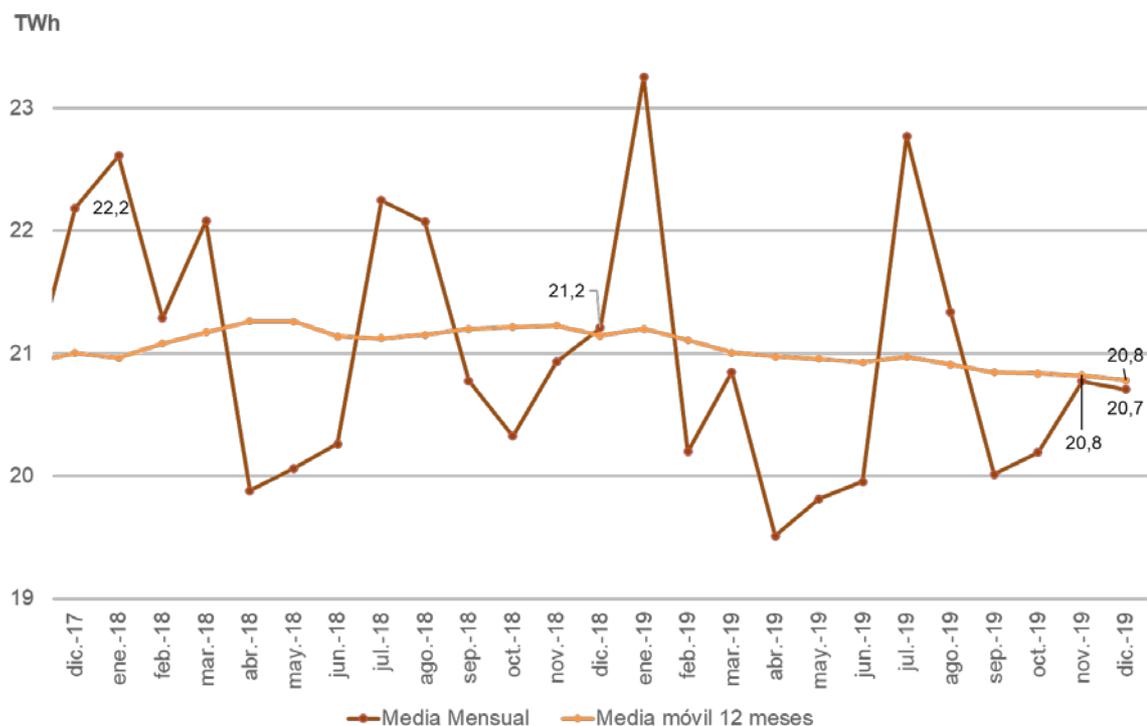


Fuente: OMIE

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de diciembre de 2019, la demanda se cifró en 20,7 TWh, un 0,3% inferior al valor registrado en el mes anterior (20,8 TWh), y un 2,4% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,2 TWh en diciembre de 2018). En el mes de diciembre de 2019, la demanda fue inferior en un 0,4% a la media móvil anual (20,8 TWh).

³⁸ En diciembre de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 33,68 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirieron en 49 horas de un total de 744 horas (6,6% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio de -0,13 €/MWh. En 2019 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.307 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,19 €/MWh, similar al diferencial promedio de 2018, 0,16 €/MWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: diciembre de 2017 a diciembre de 2019



Fuente: REE

En el Cuadro 9 se recogen los datos relativos a la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de diciembre y de noviembre de 2019, diciembre de 2018, así como para el año 2018 y el acumulado del año 2019.

Respecto al mes de diciembre de 2018, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-85,9%), de la solar térmica (-34,9%) y de la generación con residuos (-17,7%). Por el contrario, aumentó significativamente la contribución de la hidráulica (+88,3%), de la solar fotovoltaica (+25,3%) y de la eólica (+21,1%).

La participación de fuentes renovables aumentó más de 16,7 puntos porcentuales en diciembre de 2019 (53,3%), respecto a diciembre de 2018 (36,6%), lo que contribuyó a que el precio de mercado spot en el mes de diciembre de 2019 descendiera 28 €/MWh respecto al registrado en diciembre de 2018. Para el conjunto del año 2018, el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 39,5%, mientras que en el conjunto del año 2019 el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 38,7%

Prosigue la tendencia bajista en los precios del gas, por lo que se mantiene la inversión en el orden de mérito económico del coste de las tecnologías térmicas

de carbón y gas, en beneficio de los ciclos combinados, como ya ocurriera en los meses previos.

En línea con el aumento de producción hidráulica (+79,2%), y en un contexto de menor demanda, el precio de mercado spot en el mes de diciembre de 2019 descendió (-8,39 €/MWh respecto al registrado en noviembre de 2019).

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

	dic-19	nov-19	dic-18	% Var. dic-19 vs. nov-19	% Var. dic-19 vs. dic-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,94	2,76	2,63	79,2%	88,3%	35,52	14,0%	25,87	10,4%
Nuclear	4,36	3,44	4,30	26,6%	1,3%	53,27	21,0%	55,92	22,4%
Carbón	0,40	0,56	2,85	-28,1%	-85,9%	35,01	13,8%	10,84	4,3%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,74	3,91	2,94	-30,0%	-6,8%	26,68	10,5%	51,36	20,6%
Eólica	5,22	7,28	4,31	-28,3%	21,1%	49,06	19,3%	52,79	21,2%
Solar fotovoltaica	0,50	0,50	0,40	-0,2%	25,3%	7,35	2,9%	8,84	3,5%
Solar térmica	0,08	0,09	0,13	-3,4%	-34,9%	4,68	1,8%	5,41	2,2%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,31	0,30	-3,2%	1,0%	3,62	1,4%	3,68	1,5%
Cogeneración	2,33	2,47	2,51	-5,7%	-7,2%	28,90	11,4%	29,55	11,8%
Residuos	0,22	0,21	0,27	6,7%	-17,7%	3,01	1,2%	2,77	1,1%
Total Generación	21,10	21,52	20,61	-2,0%	2,4%	247,14	97,4%	247,09	99,1%
Consumo en bombeo	-0,72	-0,36	-0,22	97,5%	231,3%	-3,20	-1,3%	-3,04	-1,2%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,12	-0,09	-0,11	32,6%	3,5%	-1,23	-0,5%	-1,69	-0,7%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,45	-0,30	0,93	-250,2%	-52,1%	11,05	4,4%	7,02	2,8%
Total Demanda transporte	20,71	20,77	21,21	-0,3%	-2,4%	253,74	100,0%	249,37	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

