CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

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

3 de abril de 2019

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 9

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 14

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 17

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación 18

3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera 25

3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX 25

3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación 26

4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España 29

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 30

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia 36

4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2 37

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-19 y Cal-20 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales) 44

4.5. Análisis de los precios spot en España 44

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 –OMIP[1]– 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

El precio medio del mercado de contado en el mes de enero de 2019 se mantuvo en niveles similares a los del mes anterior, situándose en 61,99 €/MWh frente a 61,81 €/MWh en el mes de diciembre (ascenso del 0,3%).

Por su parte, a diferencia del mes anterior, las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados mostraron una evolución descendente en el mes de enero, con la excepción del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2020 y del contrato anual con liquidación en 2021.

El mayor descenso de precio respecto al mes de diciembre[2], correspondió al contrato mensual con liquidación en marzo de 2019 (-8,4% y una cotización de 52,75 €/MWh a cierre de mes de enero), y al contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2019 (-6,2% y una cotización de 55,60 €/MWh a cierre del mes de enero). Por su parte, la cotización que más ascendió, respecto al mes anterior, fue la del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2020 (+7,5%; 60,46 €/MWh a cierre de mes).

A 31 de enero, solo los contratos trimestrales de mayor plazo de vencimiento (Q4-19 y Q1-20) cotizaron por encima de 60 €/MWh.

[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.

[2] Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: 31 de enero de 2019 frente a 31 de diciembre de 2018.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

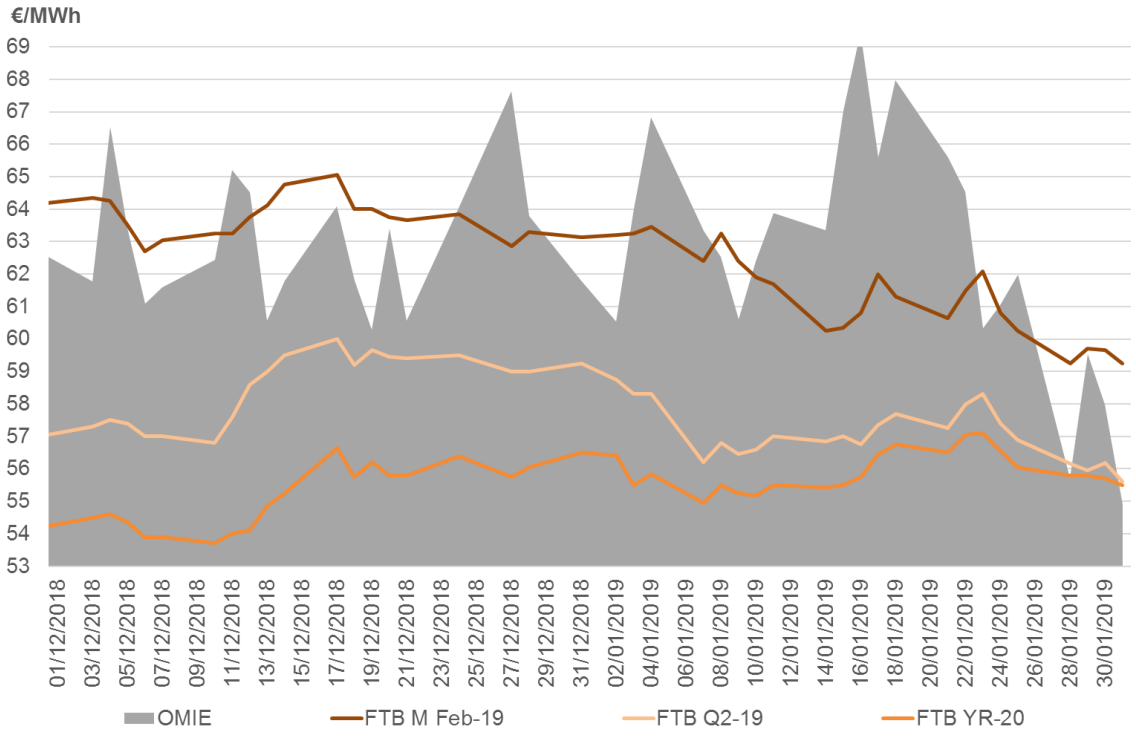
Contratos	MES DE ENERO DE 2019				MES DE DICIEMBRE DE 2018				
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	% Δ Últ. Cotiz. ene-19 vs. dic-18
FTB M Feb-19	59,25	63,45	59,25	61,34	63,13	65,05	62,70	63,71	-6,1%
FTB M Mar-19	52,75	57,75	52,00	55,09	57,60	59,83	55,37	57,87	-8,4%
FTB M Apr-19	51,72	54,31	50,85	52,96	53,02	53,70	48,79	51,40	-2,5%
FTB Q2-19	55,60	58,75	55,60	57,08	59,25	60,00	56,80	58,53	-6,2%
FTB Q3-19	59,30	63,58	59,30	61,40	61,00	63,28	60,96	62,12	-2,8%
FTB Q4-19	62,40	65,60	62,40	64,19	66,04	66,92	61,97	64,81	-5,5%
FTB Q1-20	60,46	62,21	59,23	60,69	56,23	56,56	53,59	55,14	7,5%
FTB YR-20	55,50	57,10	54,95	55,91	56,50	56,65	53,71	55,16	-1,8%
FTB YR-21	51,90	52,35	50,60	51,53	51,55	53,10	51,00	51,61	0,7%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2018 y últimas cotizaciones de enero a 31/01/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

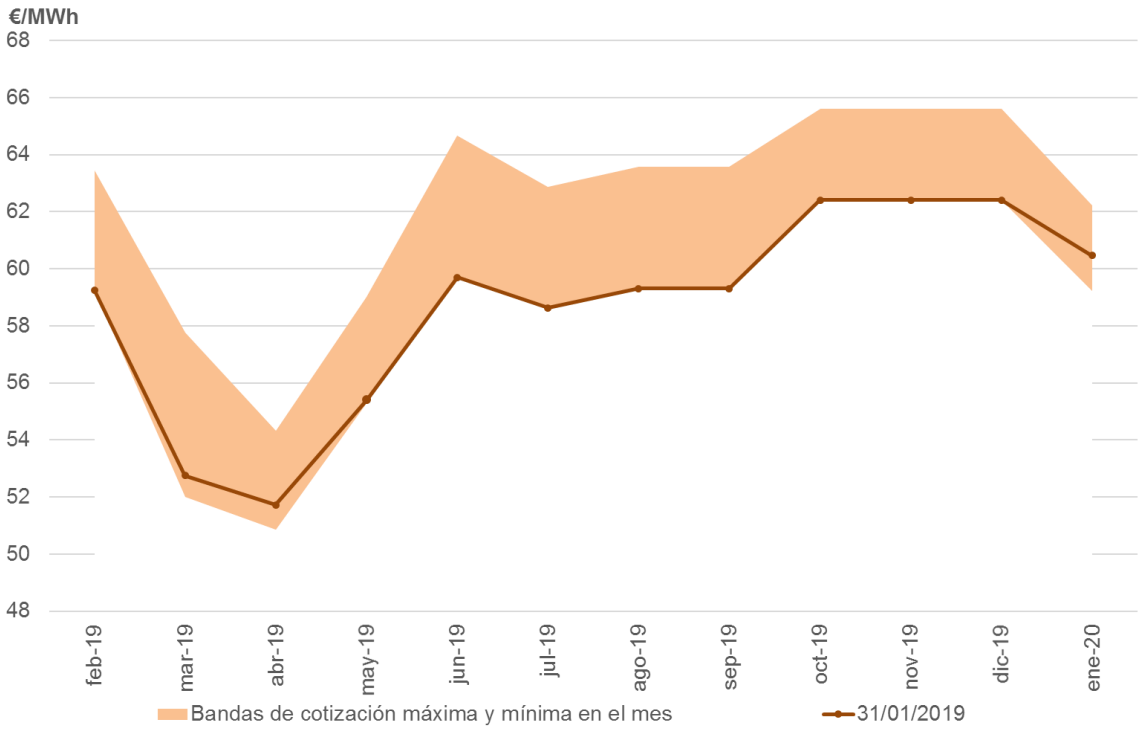
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de diciembre de 2018 a 31 de enero de 2019



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 enero de 2019. A 31 de enero, la curva presenta una tendencia descendente (curva en "backwardation"[3]) entre el mes de febrero (59,25 €/MWh) y el mes de abril (51,72 €/MWh). A partir de ahí y hasta el mes de diciembre de 2109, la tendencia es ascendente (curva en "contango"[4]), salvo para el mes de julio que registraría una cierta caída. En enero de 2020 la curva vuelve a mostrar una tendencia descendente, tras alcanzar un valor máximo de 62,40 €/MWh en el último trimestre de 2019.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de enero, el precio medio del mercado diario (61,99 €/MWh) fue superior en un 0,3% al registrado en el mes anterior (61,81 €/MWh).

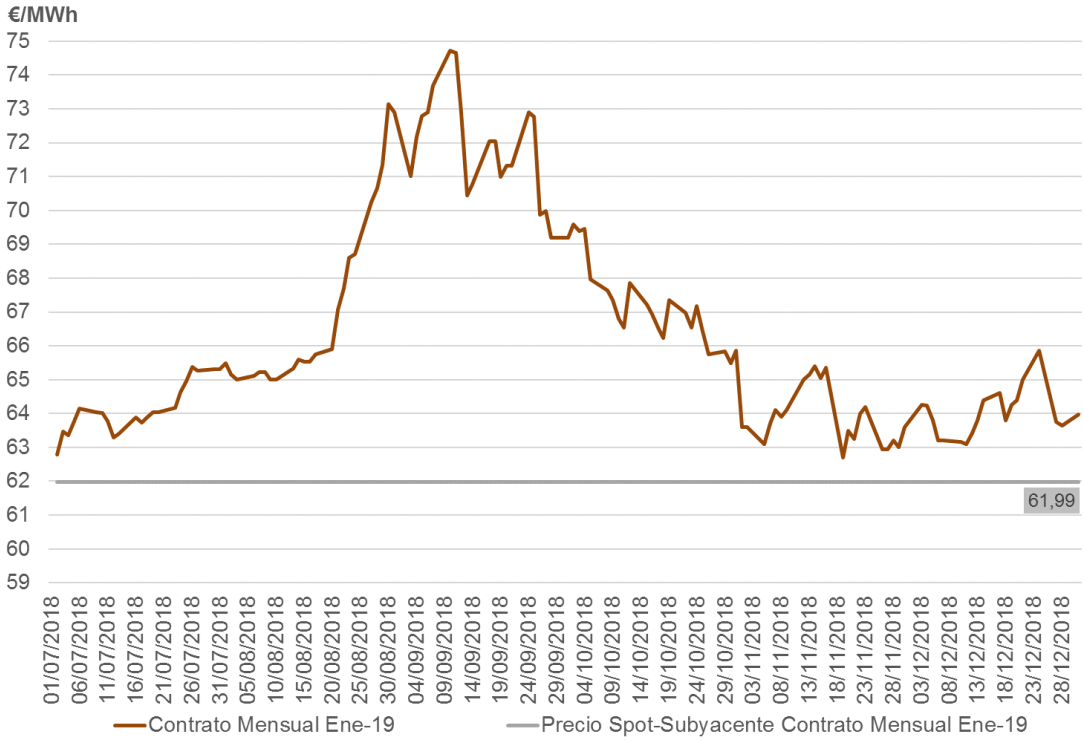
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en enero de 2019 (31 de diciembre de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 63,98 €/MWh para dicho mes, un 3,2% superior al precio spot finalmente registrado (61,99 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de

[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.

[4] 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.

dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP[5], se alcanzaron respectivamente el 10 de septiembre de 2018 (máxima de 74,73 €/MWh) y el 19 de noviembre de 2018 (mínima de 62,70 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 12,03 €/MWh. Cabe destacar que el precio spot de enero (61,99 €/MWh) ha resultado ser inferior a todas las cotizaciones del contrato mensual de enero durante su periodo de negociación, por lo que todas las primas de riesgo calculadas ex post[6] del contrato mensual de enero fueron positivas y, por tanto, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) en dicho periodo de negociación.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en enero de 2019 en OMIP vs. precio spot de enero de 2019. Periodo del 1 de julio de 2018 a 31 de diciembre de 2018



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en febrero de 2019, con datos a 31 de enero, anticipa un precio medio del mercado diario de 59,25 €/MWh.

[5] Del 1 de julio a 31 de diciembre de 2018.

[6] Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en enero de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en enero 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 enero 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 enero de 2019 (61,77 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en enero de 2019 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*[7]) que se situó en 61,60 €/MWh.

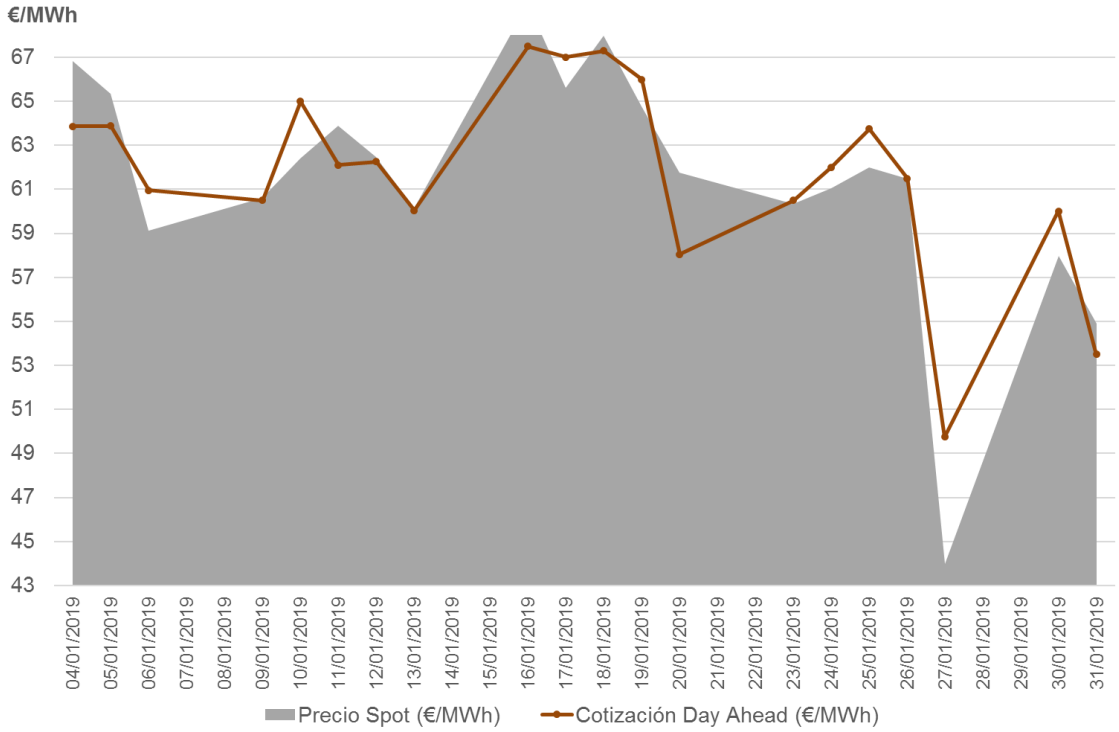
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en enero de 2019 fue positiva (0,17 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de enero de 2019, la máxima prima de riesgo ex post[8] de los contratos *day-ahead* se registró el día 27 (5,77 €/MWh).

[7] 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.

[8] 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: enero 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 EEX[9]– 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.

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 diciembre de 2018 y enero de 2019[10].

En el mes de enero de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 18,3 TWh, un 6,1% superior al volumen negociado en el mes anterior (17,3 TWh), y un 61,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,3 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,2 TWh) representó el 6,6% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en enero de 2019, frente al 5,3% de diciembre de 2018. El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto

[9] 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.

[10] 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 estas 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.

de 2018 se situó en 11,8 TWh, lo que representó el 7,4% 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 enero de 2019 (18,3 TWh) representó el 78,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (23,3 TWh[11]), superior al porcentaje (63,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2018 (160,1 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

En el mes de enero 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 EEX[12]) se situó en 17 TWh (un 3,8% superior al volumen registrado el mes anterior), lo que supone el 99,2% del volumen total negociado en los mercados OTC. En el año 2018, el porcentaje de volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs fue del 84,4% del volumen negociado en los mercados OTC.

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 enero 2019	Mes anterior diciembre 2019	% Variación	Acumulado 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
OMIP	568	414	37,1%	568	6.000	3,1%	3,7%
EEX	647	510	26,9%	647	5.812	3,5%	3,6%
OTC	17.120	16.360	4,6%	17.120	148.261	93,4%	92,6%
OTC registrado y compensado:**	16.981	16.364	3,8%	16.981	125.067	92,6%	78,1%
OMIClear	*2.186*	*1.658*	*31,9%*	*2.186*	*12.076*	*11,9%*	*7,5%*
BME Clearing	*1.084*	*1.145*	*-5,4%*	*1.084*	*12.343*	*5,9%*	*7,7%*
European Commodity Clearing (ECC)	*13.711*	*13.561*	*1,1%*	*13.711*	*100.648*	*74,8%*	*62,9%*
Total (OMIP, EEX y OTC)	**18.334**	**17.283**	**6,1%**	**18.334**	**160.073**	**100,0%**	**100,0%**

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

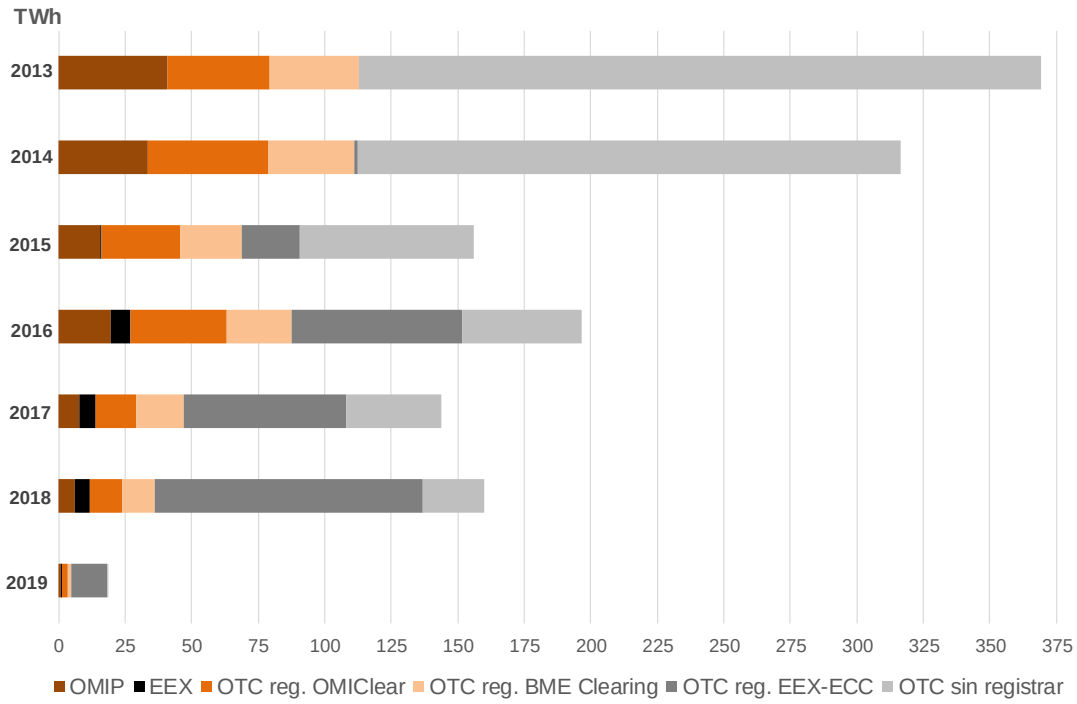
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

[11] En enero de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (11,3 TWh) representó el 50,2% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,6 TWh).

[12] 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.

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 enero 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.

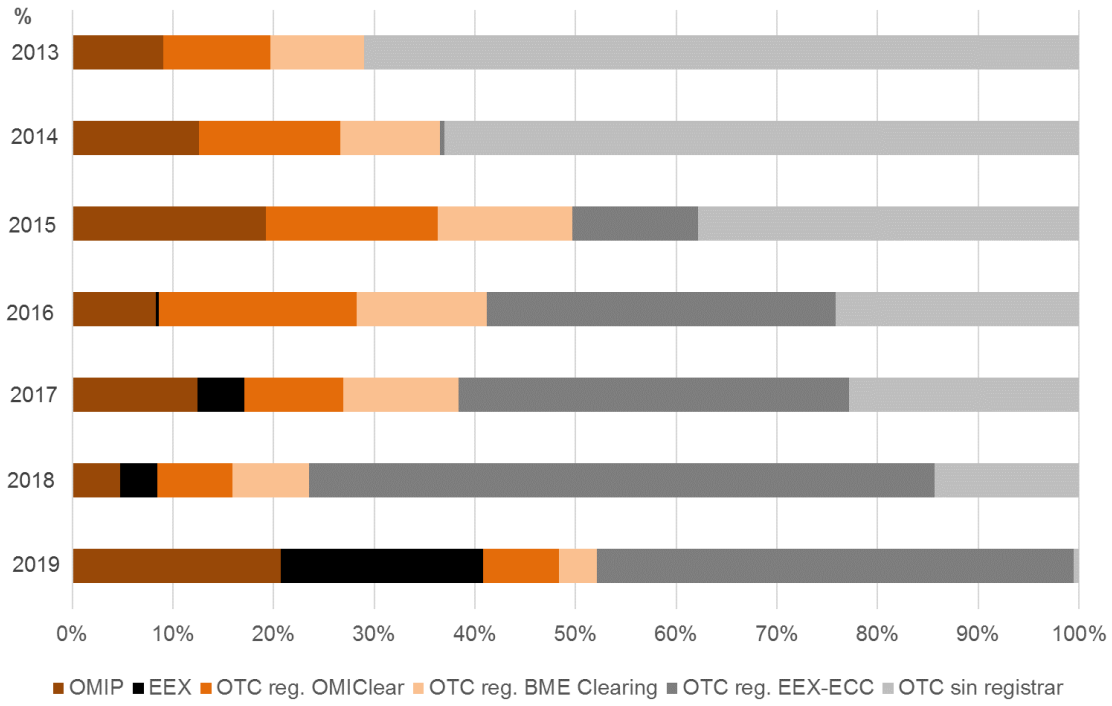
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo Periodo: enero de 2013 a enero de 2019



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 17 TWh, lo que representa el 99,2% del volumen negociado en el mercado OTC (17,1 TWh).

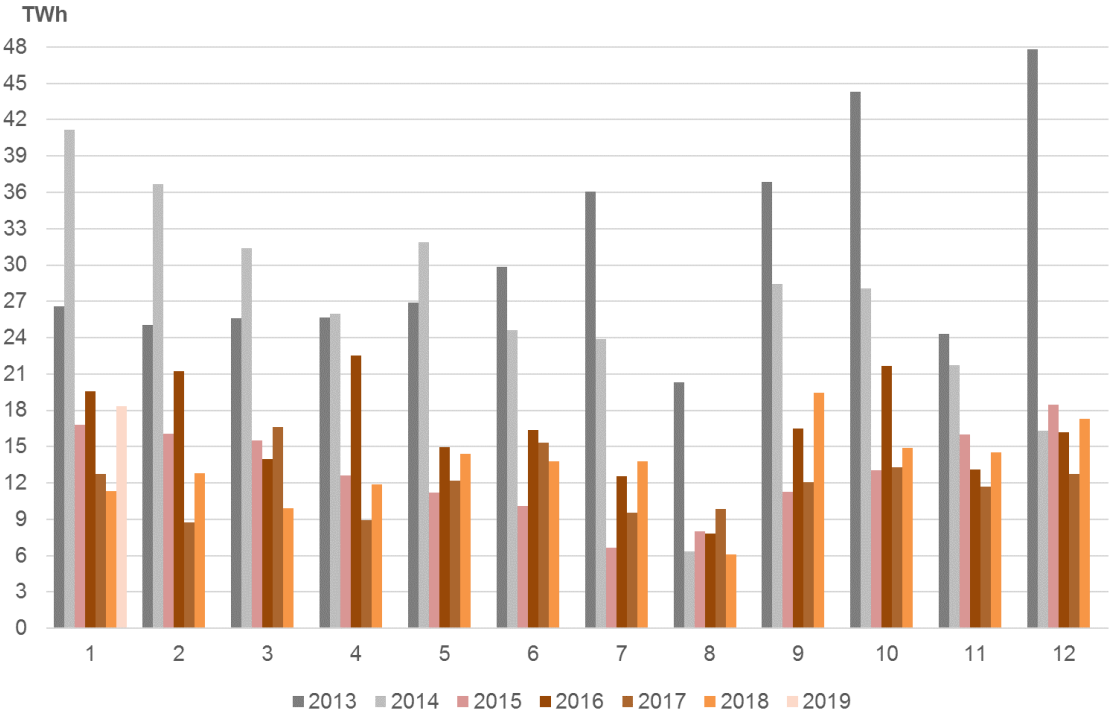
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo Periodo: enero de 2013 a enero de 2019



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 enero de 2019. En el mes de enero de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 18,3 TWh, un 61,6% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,3 TWh en enero de 2018).

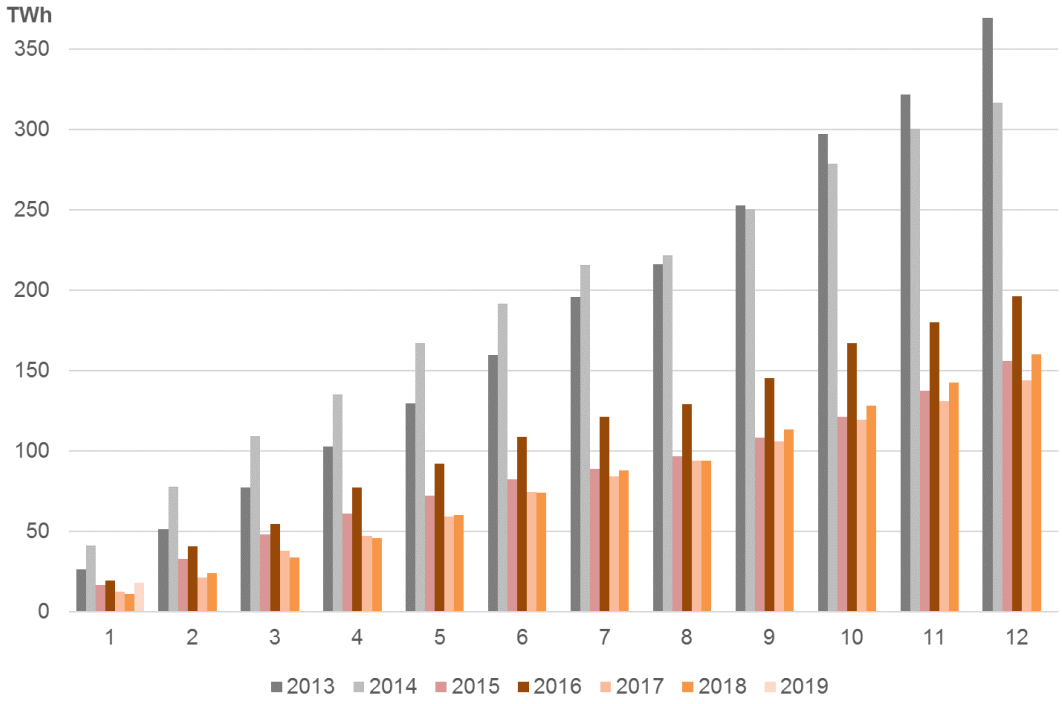
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a enero de 2019



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 enero 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 diciembre de 2018 y enero 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 enero de 2017 y enero 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 enero 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 94,5% (17,3 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue ligeramente superior (95,5%)[13].

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 5,5% (1 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (4,5%), con un volumen de negociación de 0,8 TWh[14]. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en enero a 1.358 MW (4,3% de la demanda horaria media de dicho mes, 31.250 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en enero fue el contrato con liquidación diaria, con el 47,8% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1 TWh)[15], seguido del contrato con liquidación semanal, con el 40,8% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En enero de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 55,4% (9,6 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (17,3 TWh)[16]. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 28,3% (4,9 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2020, cuyo volumen negociado en el mes de enero ascendió a 4,5 TWh (91,2% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2) ascendió a 0,3 TWh (6,3% de los contratos anuales negociados). En el mes de enero también se negociaron contratos anuales con liquidación a tres y cuatro años vista (Cal+3 y Cal+4), negociándose para estos dos contratos un total de 0,1 TWh en el mes de enero (2,5% del volumen de contratos anuales negociados). En el mes de enero, no se negociaron contratos con liquidación posterior a 2023.

El volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió en 2018 a 148,3 TWh (92,7% del volumen total negociado en dicho

[13] En enero de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 86,7% (9,8 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

[14] En enero 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 13,3 % (1,5 TWh).

[15] En el mes de diciembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (37,1%; 0,3 TWh).

[16] En el mes de diciembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (32,1%; 9,9 TWh).

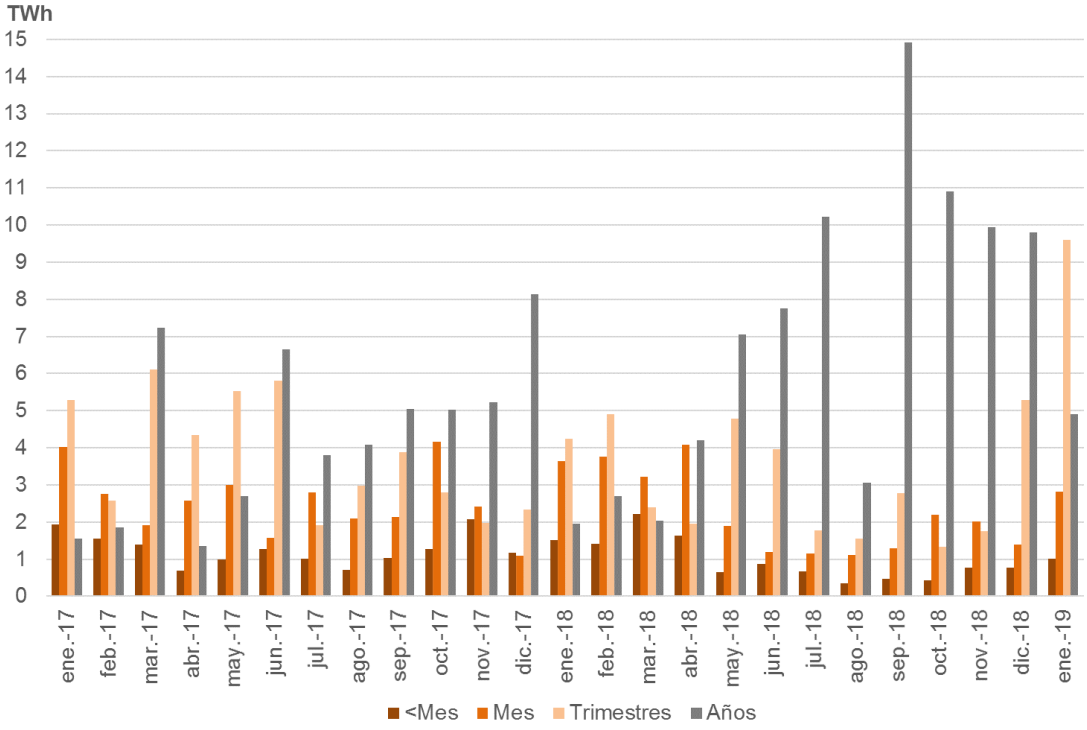
año). Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11,7 TWh en 2018.

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 enero-19	Mes anterior diciembre-18	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	483	290	66,4%	483	47,8%	5.716	48,7%
Fin de semana	115	109	5,6%	115	11,4%	1.265	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	412	382	7,8%	412	40,8%	4.764	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	**1.010**	**782**	**29,2%**	**1.010**	**5,5%**	**11.748**	**7,3%**
Mensual	2.827	1.395	102,7%	2.827	16,3%	26.983	18,2%
Trimestral	9.597	5.296	81,2%	9.597	55,4%	36.753	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	9	0,0%
Anual	4.900	9.811	-50,1%	4.900	28,3%	84.581	57,0%
Total Largo Plazo	**17.324**	**16.502**	**5,0%**	**17.324**	**94,5%**	**148.326**	**92,7%**
Total	**18.334**	**17.283**	**6,1%**	**18.334**	**100%**	**160.074**	**100%**

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

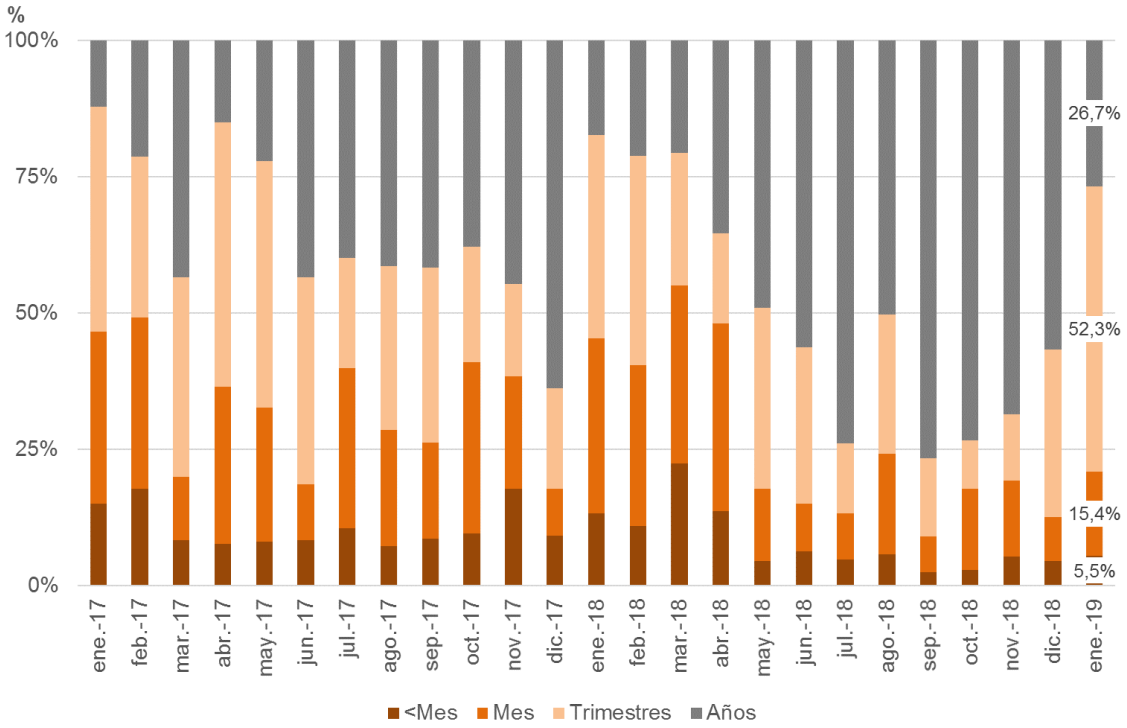
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) Periodo: enero de 2017 a enero de 2019



Nota: <u>≤Mes</u>: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); <u>Mes</u>: Mensuales de 1 a 2 meses; <u>Trimestres</u>: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; <u>Años</u>: 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: enero 2017 a enero 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.

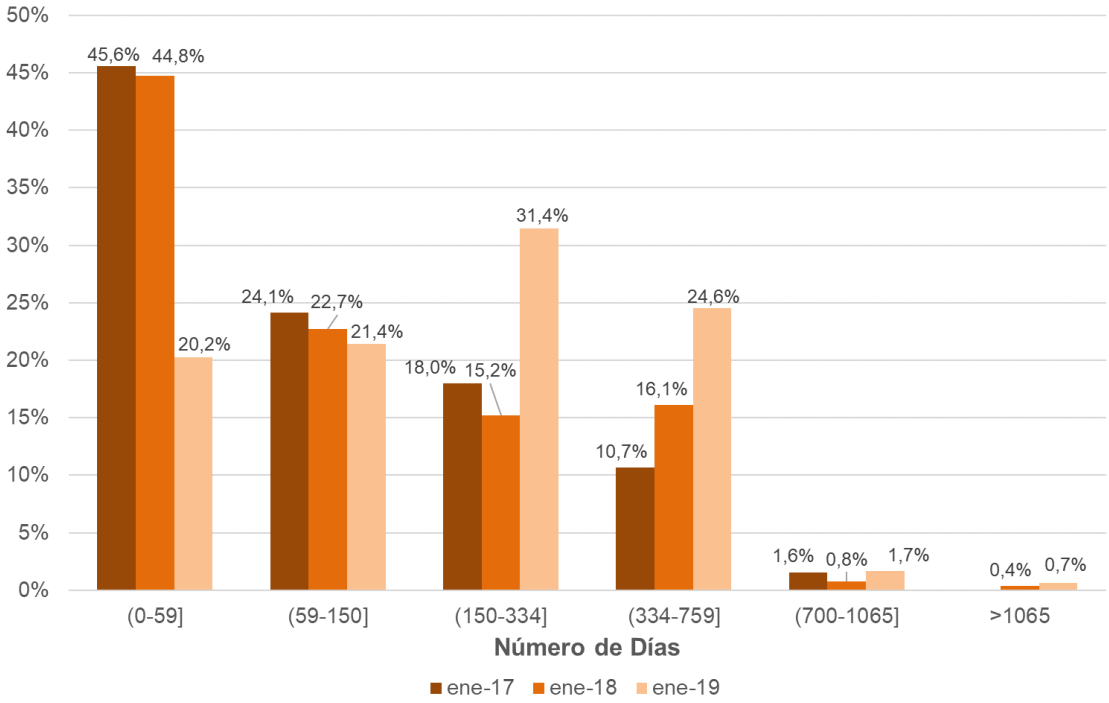
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 enero de 2019, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en el tercer y cuarto trimestres de 2019, con el 31,4% del volumen total negociado en el mes de enero; así como en contratos que se liquidan en 2020, con el 24,6% del total negociado (véase Gráfico 11).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2) alcanzó los 0,3 TWh (1,7% del volumen total negociado en dicho mes). El volumen de contratos anuales con vencimiento a tres y cuatro años vista (Cal+3 y Cal+4) se situó en 0,1 TWh (0,7% del volumen total negociado en dicho mes). No se negociaron contratos con vencimiento posterior a 2023.

Gráfico 11. Volumen negociado en enero (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 enero de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en enero de 2019[17] se situó en torno a 9.506 GWh, un 19,1% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2018 (11.752 GWh), y un 12% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2018 (10.804 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en enero de 2019, el 89,4% (8.496 GWh) correspondió a contratos

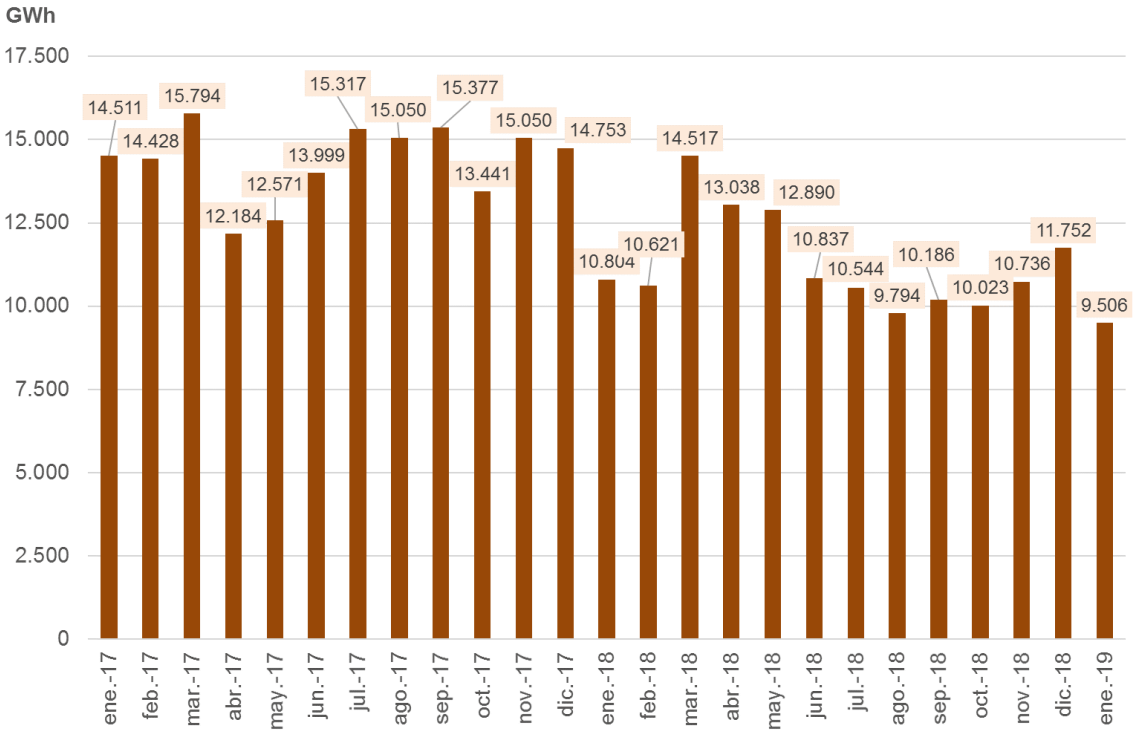
[17] Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2019: mensual ene-19, trimestral Q1-19, anual YR-19, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en enero de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

con liquidación en todos los días del mes (mensual ene-19, trimestral Q1-19 y anual 2019), mientras que el 10,6% restante (1.010 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

El volumen total de contratos a plazo liquidados en 2018 ascendió a 135,7 TWh. Del volumen total liquidado en 2018, el 91,3% (124 TWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del 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 enero de 2019 (9.506 GWh) representó el 40,9% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (23.250 GWh). El volumen de contratos a plazo liquidados en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2018 (135,7 TWh) supuso el 53,5% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: enero de 2017 a enero 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 liquidación[18]. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre

[18] Contratos que se liquidan todos los días del mes.

los contratos mencionados con liquidación en enero de 2019 (ene-19, Q1-19 y anual 2019) se situó en 11.419 MW, un 22,6% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2018 (14.745 MW) y un 8,6% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2018 (12.492 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de enero de 2019 (11.419 MW) representó el 36,54% de la demanda horaria media de dicho mes (31.250 MW).

En 2018, el volumen medio de contratación a plazo con liquidación en todos los días de 2018 ascendió a 14.217 MW.

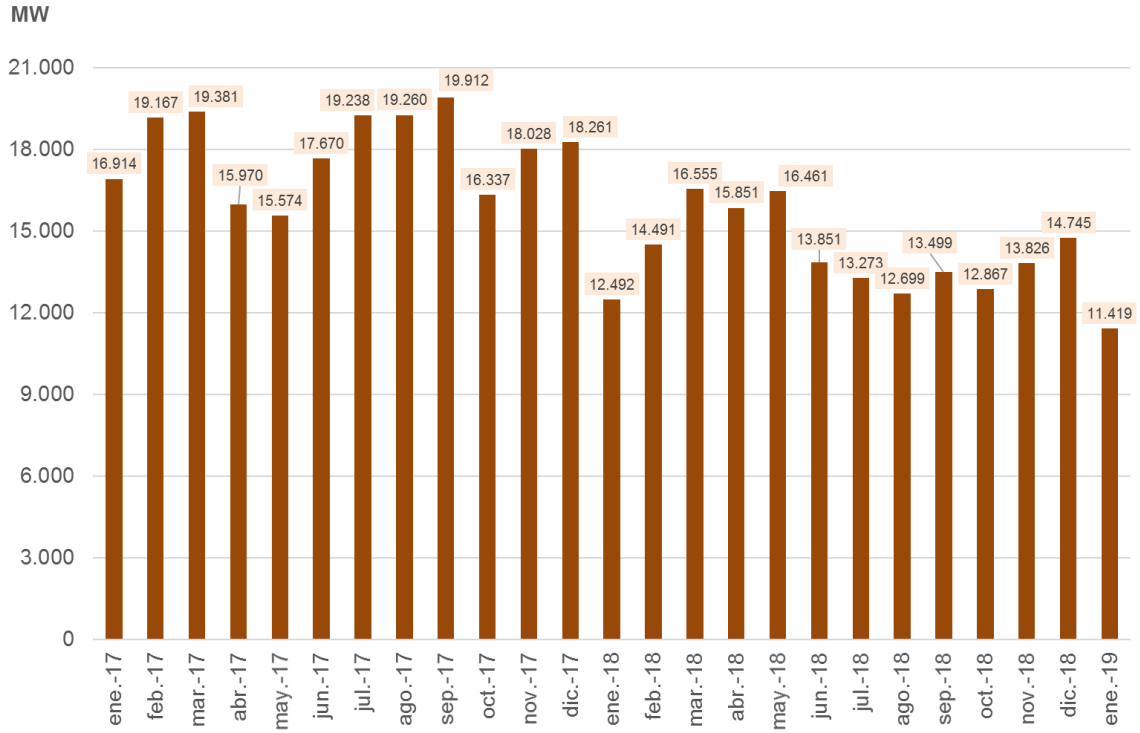
El volumen total negociado en enero de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes[19] (11.419 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 10.439 MW (91,4% del volumen total). De forma más concreta, el 14,7% (1.679 MW) del volumen total (11.419 MW) se registró en OMIClear[20] (véase Gráfico 14), el 9,2% (1.051 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 67,5% (7.709 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 2018 ascendió al 80,3% del volumen total: el 21,2% se registró en OMIClear, el 12% se registró en BME Clearing y el 47,1% se registró en EEX-ECC.

[19] Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

[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: enero de 2017 a enero 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.

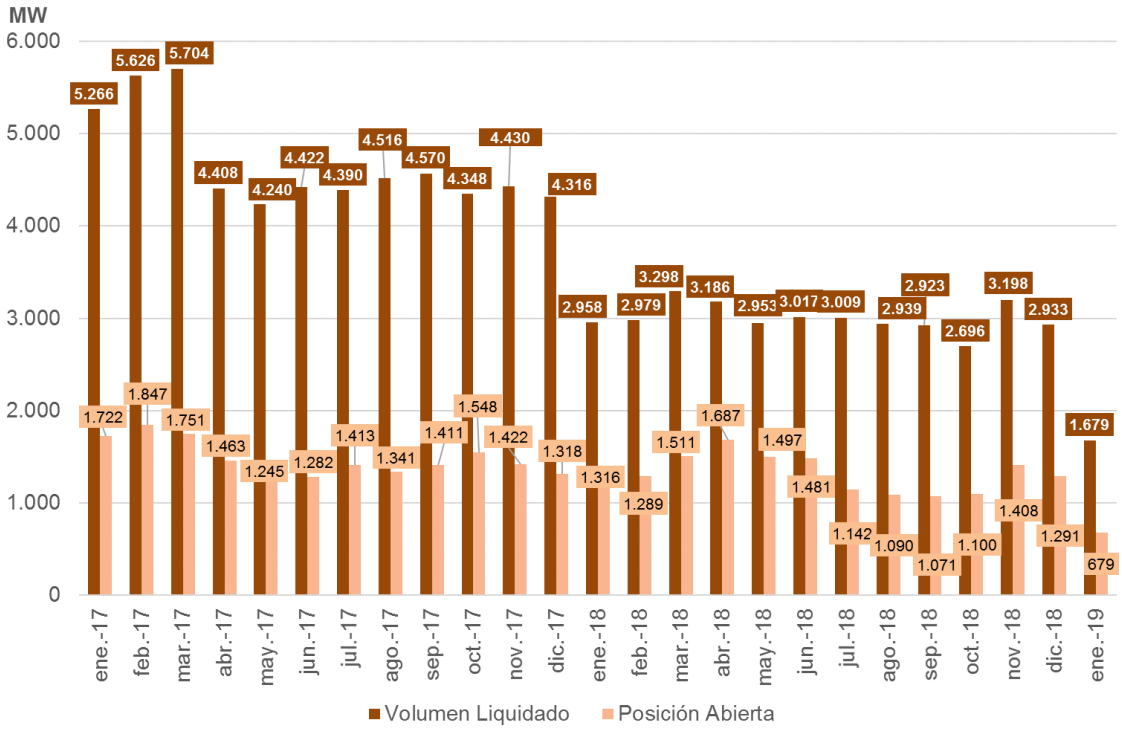
En este sentido, de los 1.679 MW con liquidación en enero de 2019 que se registraron en OMIClear, el 59,6% (1.000 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 40,4% restante (679 MW) quedaron abiertas[21] (véase Gráfico 14). Por tanto, el 59,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores[22] (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en enero de 2019.

[21] Suma de la 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 del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2018 ascendió a 1.324 MW, lo que equivale al 44% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2018 (3.007 MW).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta[23] (MW)*
Periodo: enero de 2017 a enero 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 Clearing[24], en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2019

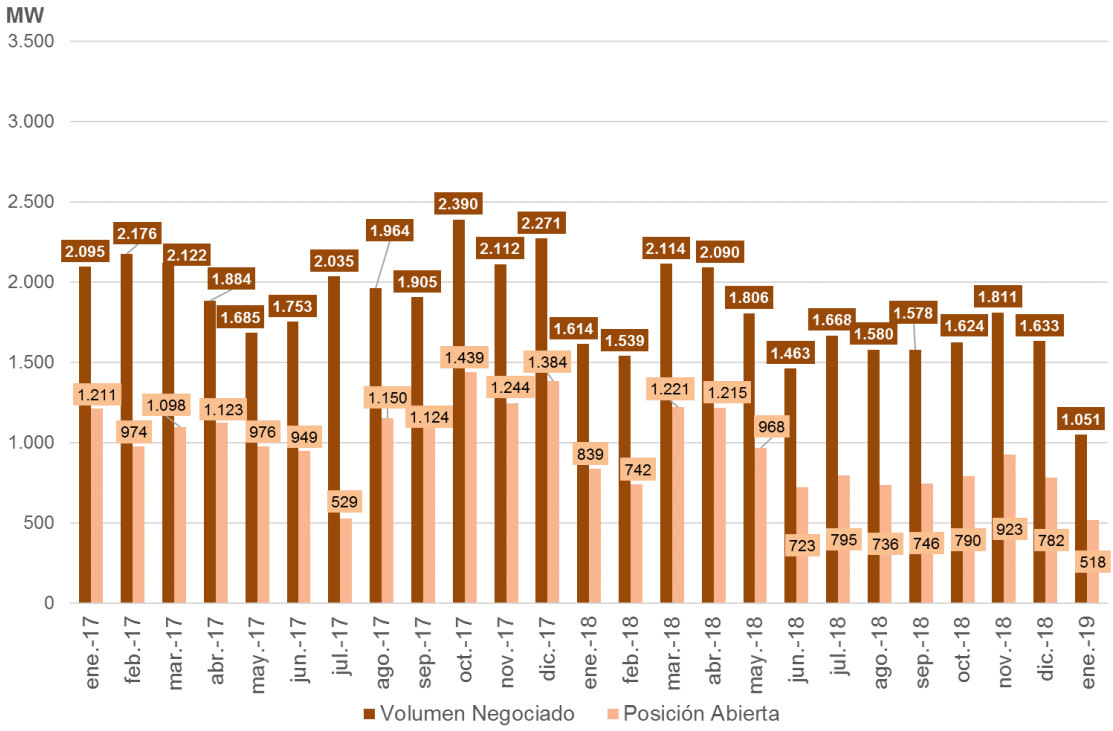
[23] Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las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

(11.419 MW), el 9,2% (1.051 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 50,7% (533 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 49,3% restante (518 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta con liquidación en 2018 (873 MW) representó un 51,1% sobre el volumen total registrado en BME Clearing (1.710 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta[25] (MW)*
Periodo: enero de 2017 a enero 2019



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

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

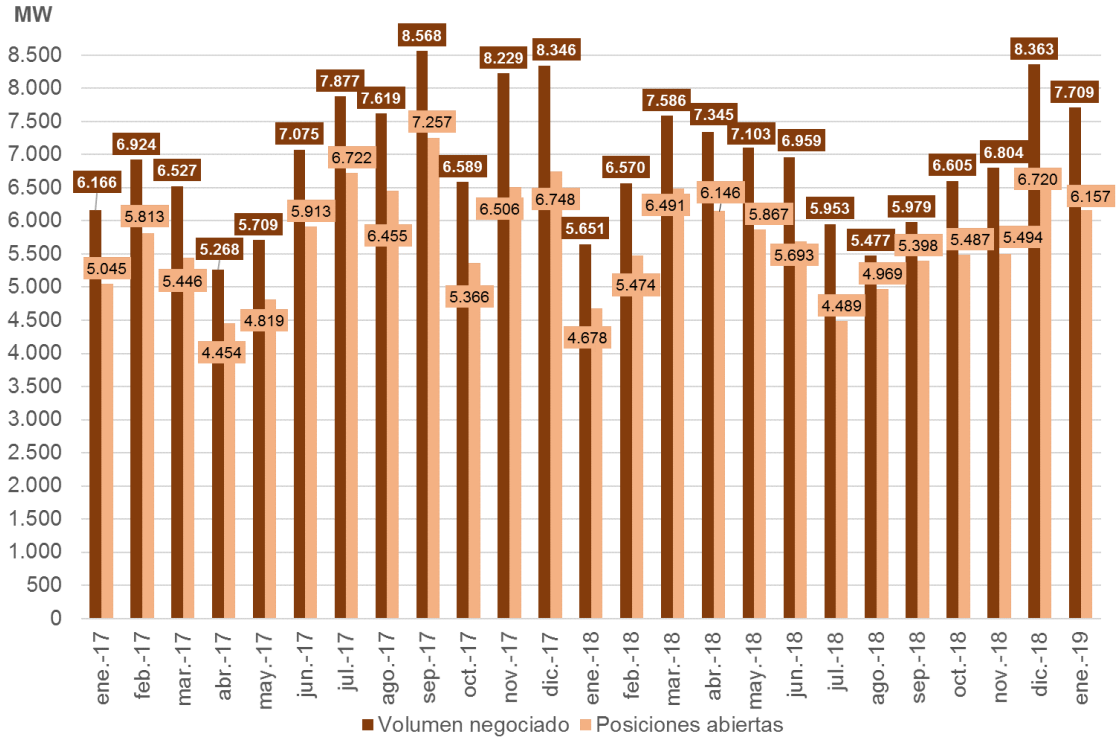
[25] Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes 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.

las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC[26] (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 enero de 2019 (11.419 MW), el 67,5% (7.709 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 20,1% (1.552 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 79,9% restante (6.157 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2018 (5.576 MW) supuso el 83,2% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2018 (6.700 MW).

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta[27] (MW)*
Periodo: enero de 2017 a enero de 2019



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

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

[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.

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.

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 EEX[28]– 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.

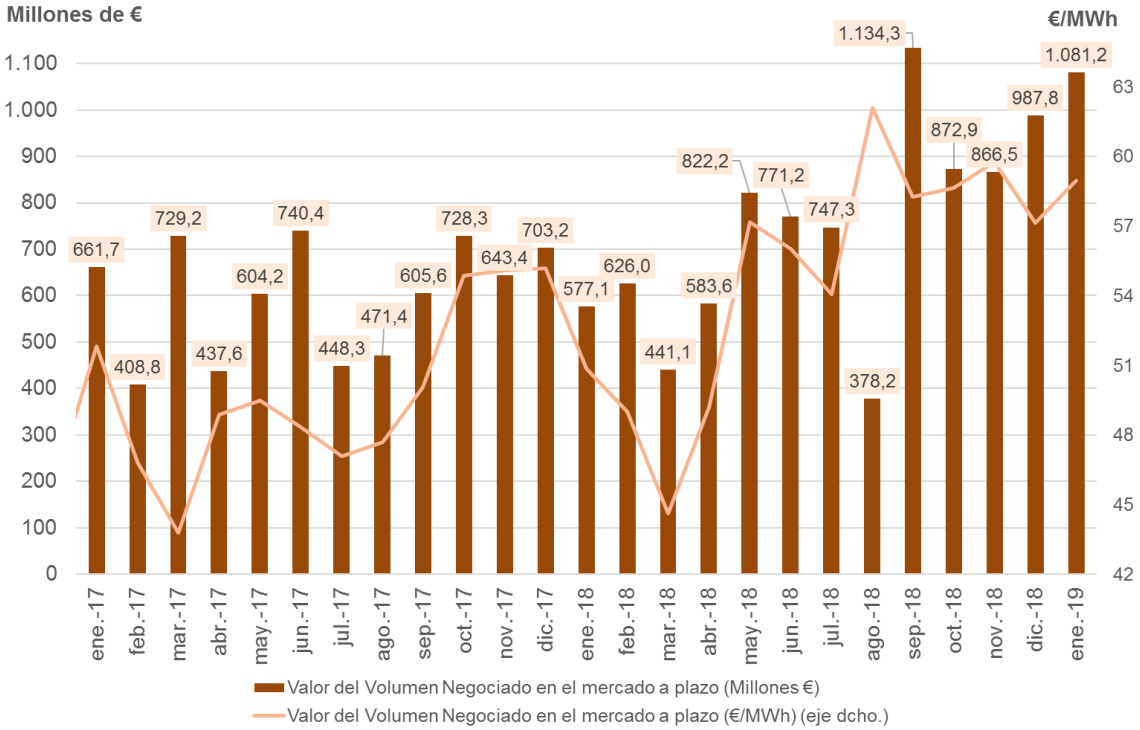
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en enero de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (18,3 TWh) fue de 1.081,2 millones de euros, un 9,5% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (987,8 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en enero de 2019, en dichos mercados, fue 58,97 €/MWh, un 3,2% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (57,15 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (160,1 TWh) fue de 8.808,2 millones de euros. El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2018 en dichos mercados fue 55,03 €/MWh, un 10,2% superior al precio medio del volumen negociado en 2017 (49,94 €/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: enero de 2017 a enero 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 spot.

A 31 de enero de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en enero de 2019[29] (9.506 GWh), bajo

[29] Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2018: mensual ene-19, trimestral Q1-19, anual YR-19, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en enero de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 41,7 millones de €[30]; un 51,9% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en diciembre de 2018 negociados en dichos mercados (86,7 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en enero de 2019 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 58,98 €/MWh, inferior en 2,84 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 31 de enero de 2019 (61,82 €/MWh)[31]. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

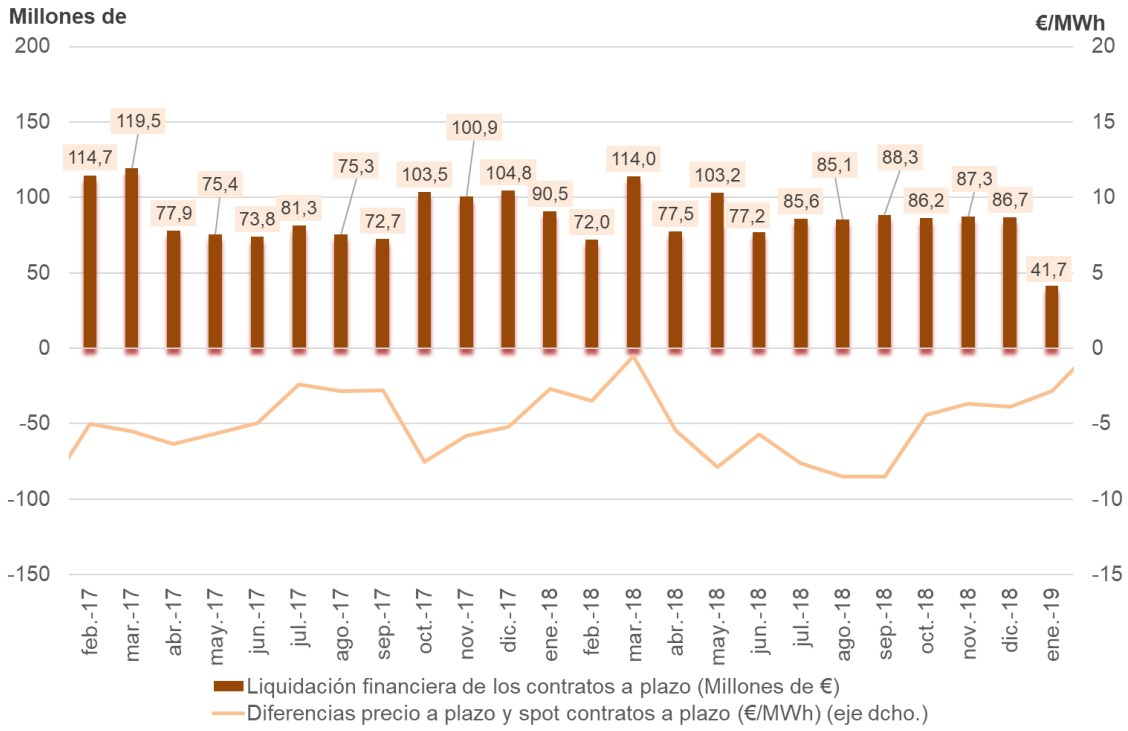
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de enero de 2019 (mensual ene-19, trimestral Q1-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 58,64 €/MWh, inferior en 3,35 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de enero de 2019 (61,99 €/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 70,75 €/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 enero de 2019, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 61,90 €/MWh, superior en 1,46 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de enero de 2109 (60,44 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos liquidados en 2018, ponderado por el volumen liquidado en 2018 (135.743 GWh), ascendió a 51,34 €/MWh, inferior en 5,1 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación en dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 (56,39 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2018 fueron negativas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

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

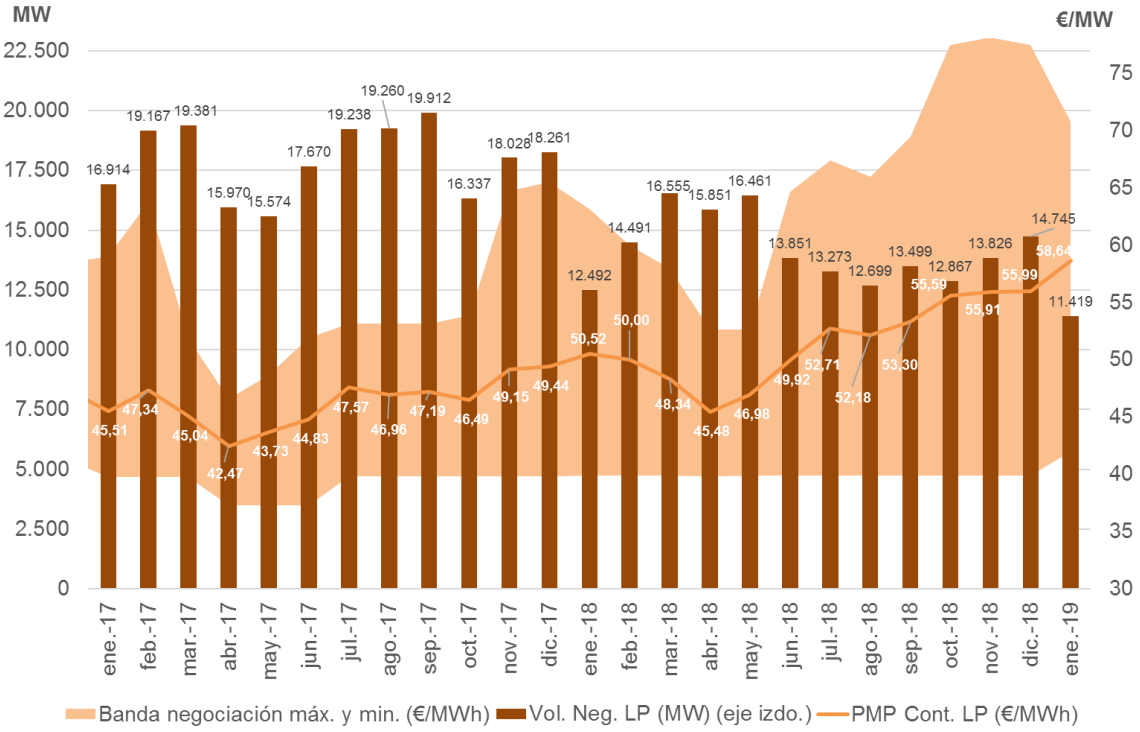
[31] Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de enero provienen de contratos Q1-19 y anual 2019, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza únicamente contra los precios spot de enero de 2019.

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 enero de 2019 Periodo: enero de 2017 a enero 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: enero de 2017 a enero 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 CO_2 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 enero de 2019, en un contexto ascendente de los precios medios de los mercados diarios en Alemania y en Francia (+2,6% y +11,4%, respectivamente), todas las cotizaciones de los contratos a plazo analizados con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia, presentaron una tendencia descendente respecto al mes de diciembre de 2018. Dicha tendencia fue más acusada que la registrada por las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacente español.

El mayor descenso se registró en los precios de los contratos con vencimiento más cercano, los mensuales con liquidación en febrero y en marzo de 2019, así como el contrato trimestral con vencimiento en el Q2-19. Así, la cotización del contrato mensual con entrega en febrero de 2019 se redujo un 19% en el mercado francés y un 13,6% en el mercado alemán. No obstante, a pesar del fuerte descenso registrado por el precio del contrato con subyacente francés y vencimiento en febrero de 2019, a 31 de enero su cotización (60,24 €/MWh) se mantuvo por encima de la contabilizada por el contrato equivalente en el mercado español (59,25 €/MWh), aunque con un spread menor al reducirse en algo más de 9 €/MWh respecto al mes de diciembre de 2018.

En el resto de contratos analizados, la cotización a 31 de enero de 2019 de los contratos con subyacente español fue superior a las registradas por sus equivalentes en el mercado alemán y en el mercado francés, y solo en el caso del contrato con liquidación en el cuarto trimestre de 2019 se redujo el spread entre el precio del contrato con subyacente español y el del contrato con subyacente francés.

A 31 de enero de 2019, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2020 en el mercado español descendió a 55,50 €/MWh (-1,8% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (48,40 €/MWh; -5,1%), y por el contrato equivalente en Francia (51,55 €/MWh; -6%).

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

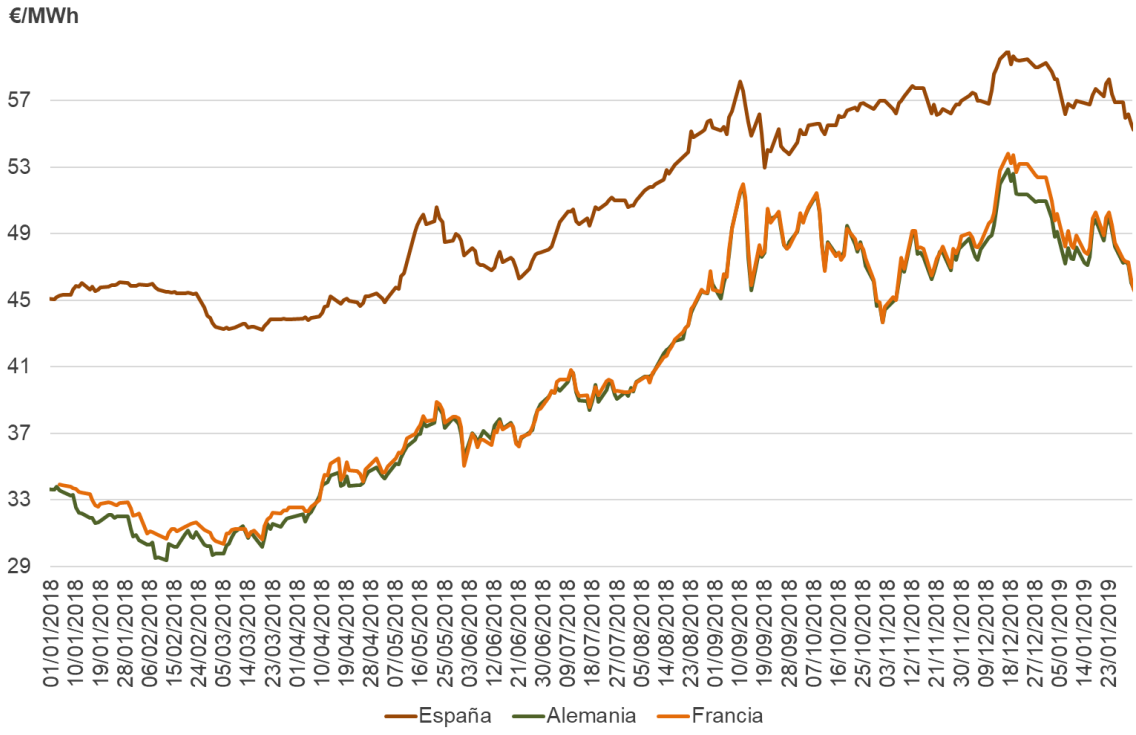
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	enero-19	diciembre-18	% Variación ene. vs. dic.	enero-19	diciembre-18	% Variación ene. vs. dic.	enero-19	diciembre-18	% Variación ene. vs. dic.
feb.-19	59,25	63,13	-6,1%	54,14	62,65	-13,6%	60,24	74,37	-19,0%
mar.-19	52,75	57,60	-8,4%	47,73	53,28	-10,4%	51,45	58,61	-12,2%
Q2-19	55,60	59,25	-6,2%	46,05	50,96	-9,6%	46,23	52,37	-11,7%
Q3-19	59,30	61,00	-2,8%	49,06	52,60	-6,7%	49,66	53,63	-7,4%
Q4-19	62,40	66,04	-5,5%	53,53	56,69	-5,6%	61,79	67,03	-7,8%
YR-20	55,50	56,50	-1,8%	48,40	51,02	-5,1%	51,55	54,85	-6,0%

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2018 y últimas cotizaciones de enero a 31/01/2019.

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

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

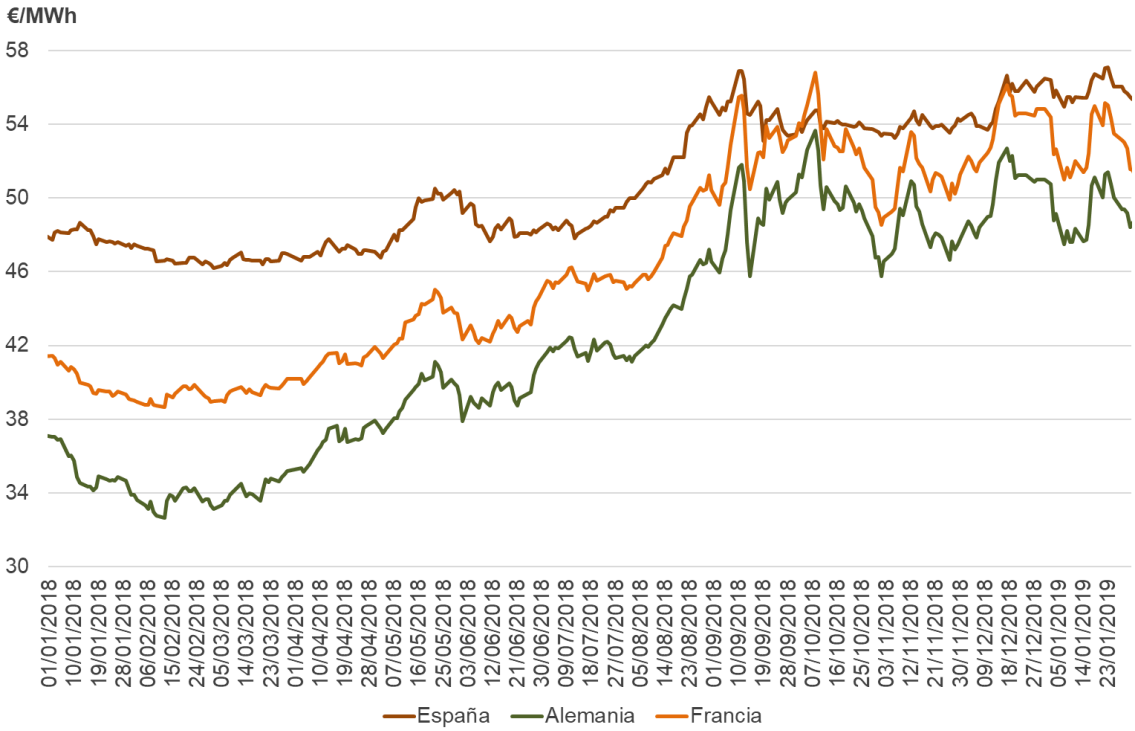
Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 enero de 2018 a 31 de enero de 2019



Fuente: EEX y OMIP.

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 enero de 2018 a 31 de enero de 2019

Fuente: EEX y OMIP.



En el mes de enero de 2019 el precio medio del mercado diario español se mantuvo relativamente estable (+0,3%; 61,99 €/MWh) en relación al mes anterior. Por el contrario, el precio medio del mercado diario en Alemania y en Francia evolucionó al alza, con un incremento del 2,6% (49,39 €/MWh) en el mercado alemán y del 11,4% (61,16 €/MWh) en el mercado francés. El spread del precio medio del mercado diario entre España y Francia se redujo algo más de 6 €/MWh respecto al mes de diciembre de 2018.

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

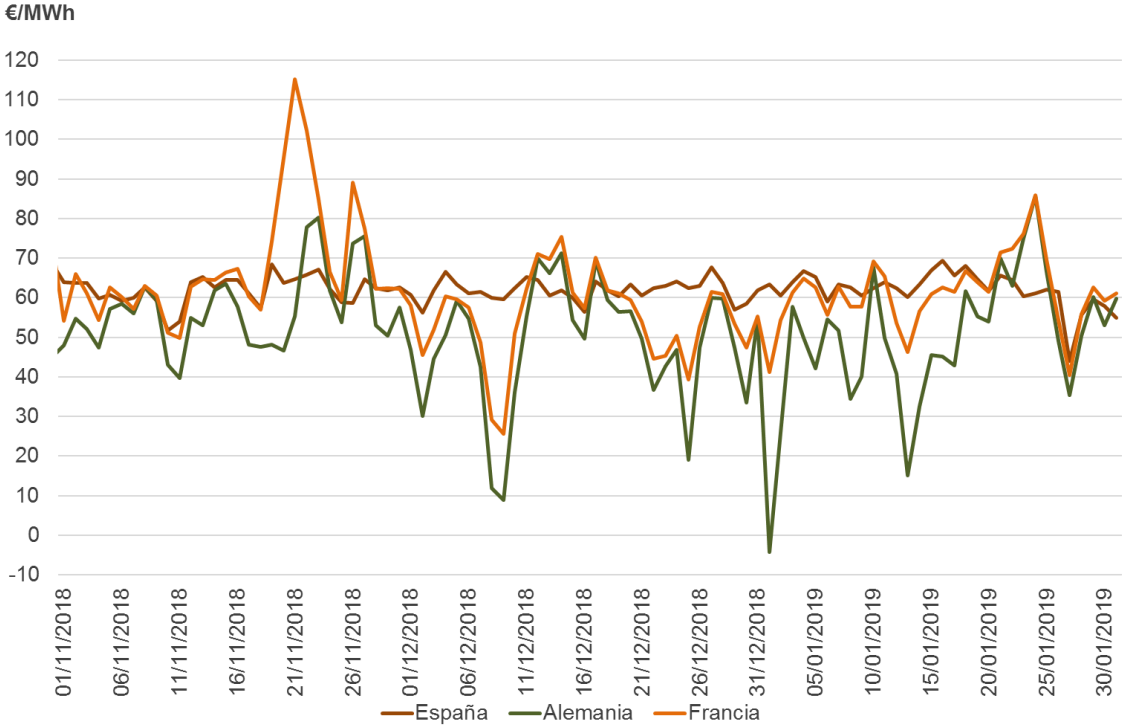
Precios medios	enero-19 (€/MWh)	diciembre-18 (€/MWh)	% Variación
España	61,99	61,81	0,3%
Alemania	49,39	48,13	2,6%
Francia	61,16	54,90	11,4%

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

En el Gráfico 22 se observa la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de enero de 2019, el precio medio diario más bajo se contabilizó el día 1 en el mercado alemán (-4,30 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 24 en el mercado francés

(85,94 €/MWh). En el mes de enero de 2019 se registró un mayor acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés (pasó del 24% en el mes de diciembre de 2018 al 40% en el mes de enero de 2019).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de noviembre a 31 de enero 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 OMIClear[32] y en EEX-ECC[33], por mes de negociación. El volumen negociado en enero de 2019 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de

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

[33] Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado 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 enero de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (216.228 GWh en Alemania y 16.452 GWh en Francia), fueron equivalentes a 12,5 y 0,9 veces, respectivamente, el volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (17.324 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria[34], registrados en ambas cámaras, ascendió a 216.228 GWh (un 41,6% superior al volumen negociado en el mes anterior, 152.727 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 16.452 GWh (un 40% inferior al volumen negociado el mes anterior, 27.443 GWh).

Para el conjunto del año 2018, 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 ascendió a 1.928 TWh.

En el caso del volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes, el volumen negociado en 2018 ascendió a 287 TWh.

[34] 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: enero de 2017 a enero de 2019

	España	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
ene-17	10.844	214.598	14.811
feb-17	7.182	142.029	10.593
mar-17	15.255	212.206	18.236
abr-17	8.270	161.841	12.492
may-17	11.228	166.993	18.419
jun-17	14.044	109.919	16.655
jul-17	8.516	94.721	14.411
ago-17	9.163	101.209	20.288
sep-17	11.058	160.695	33.754
oct-17	12.003	146.843	35.900
nov-17	9.608	149.751	34.623
dic-17	11.574	133.022	23.504
ene-18	9.833	142.937	20.329
feb-18	11.373	163.356	22.335
mar-18	7.672	136.061	21.408
abr-18	10.237	127.065	17.705
may-18	13.739	168.521	17.982
jun-18	12.905	129.326	20.958
jul-18	13.152	124.627	16.523
ago-18	5.743	146.726	23.108
sep-18	19.006	226.794	36.383
oct-18	14.446	194.609	32.235
nov-18	13.720	215.528	30.857
dic-18	16.502	152.727	27.443
ene-19	17.324	216.228	16.452

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 mensuales[35] con liquidación en los meses de enero de 2017 a enero de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de enero de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés, registró valores positivos (1,99 €/MWh, 9,24 €/MWh y 11,43 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en enero de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 74,43 €/MWh y 62,30 €/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 61,99 €/MWh) ascendieron a 12,74 €/MWh y a 0,31 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en enero de 2019 ascendieron a 68,64 €/MWh y a 42,65 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 49,39 €/MWh) se situaron en 19,25 €/MWh y -6,74 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en enero de 2019 ascendieron a 86,00 €/MWh y a 63,57 €/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 61,16 €/MWh), se situaron en 24,84 €/MWh y 2,41 €/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).

[35] 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.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de enero de 2017 a enero 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
ene-17	59,00	71,49	-12,49	44,55	52,37	-7,82	71,50	78,00	-6,50
feb-17	57,08	51,74	5,34	48,25	39,70	8,55	62,50	51,16	11,34
mar-17	43,60	43,19	0,41	35,08	31,70	3,38	41,90	35,42	6,48
abr-17	41,85	43,69	-1,84	30,45	28,87	1,58	32,29	34,77	-2,48
may-17	48,65	47,11	1,54	31,43	30,46	0,97	31,60	34,23	-2,63
jun-17	51,13	50,22	0,91	32,49	30,00	2,49	33,96	32,70	1,26
jul-17	51,40	48,63	2,77	33,09	33,01	0,08	34,50	34,64	-0,14
ago-17	47,90	47,46	0,44	30,68	30,85	-0,17	31,00	32,02	-1,02
sep-17	49,85	49,15	0,70	34,72	34,35	0,37	36,45	36,95	-0,50
oct-17	53,80	56,77	-2,97	36,18	28,25	7,93	49,81	49,68	0,13
nov-17	60,33	59,19	1,14	42,32	40,37	1,95	66,50	63,43	3,07
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

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 CO_2

En el mes de enero de 2019 solo las cotizaciones de los contratos spot y a plazo sobre petróleo Brent mostraron un comportamiento ascendente. Las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de gas natural (NBP, PVB-MIBGAS y PEG), carbón (ICE-ARA, con la excepción del contrato anual con entrega en 2020), y los precios de referencia de los derechos de emisión de CO_2, descendieron respecto a los precios contabilizados a cierre del mes anterior (31 de diciembre de 2018).

A 31 de enero de 2019, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses aumentaron, respecto a los del mes anterior, un 23,9%, un 15,0% y un 9,4%, respectivamente. El precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 62,20 $/Bbl, 61,89 $/Bbl y 60,57 $/Bbl, respectivamente.

Al igual que en el mes anterior, todas las cotizaciones de los contratos de gas natural analizados descendieron. El precio spot del gas natural en Reino Unido

(NBP) se redujo en un 14,3% (-2,2% en diciembre), al igual que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el Q2-19, en el Q3-19 y en el Q4-19, que disminuyeron un 9,3%, un 6,8% y un 3,6%, respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q2-19, Q3-19 y Q4-19, se situaron al cierre de mes en 18,13 £/MWh, 16,75 £/MWh, 16,73 £/MWh y 19,76 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS[36]) disminuyó un 6,5%, situándose en 22,71 €/MWh a cierre del mes (31 de enero); situándose un 10,9% por encima del precio del contrato spot de gas natural en Francia (PEG), que cerró el mes en 20,15 €/MWh. El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 8,1%, situándose a cierre del mes en 22,80 €/MWh[37].

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón ICE ARA con entrega en febrero de 2019 y en el segundo trimestre de 2019 (Q2-19) mostraron, asimismo, un comportamiento descendente (-8,3% y -3,9%, respectivamente, en relación al mes anterior), alcanzando a cierre de mes un valor de 79,05 $/t y 82,35 $/t, respectivamente. Por el contrario, la cotización del contrato sobre carbón con entrega en el año 2020 aumentó un 1,6%, situándose a cierre de mes en 85,05 $/t.

Por último, y de forma contraria a lo registrado en el mes de diciembre de 2018, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO_2 se redujo, hasta situarse en 22,3 €/t CO_2 (-10,8%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019, y en 22,71 €/t CO_2 (-11,2%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2020.

[36] Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

[37] El 1 de noviembre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO_2

	Cotizaciones en Ene.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Dic.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent $/Bbl	**31-ene-19**	**Mín.**	**Máx.**	**31-dic-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Ene. vs Dic.**
Brent Spot	62,20	53,24	62,35	50,21 (*)	50,21	61,60	23,9%
Brent entrega a un mes	61,89	54,91	62,74	53,80	50,47	62,08	15,0%
Brent entrega a doce meses	60,57	56,54	62,29	55,35	52,38	62,64	9,4%
Gas natural Europa	**31-ene-19**	**Mín.**	**Máx.**	**31-dic-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Ene. vs Dic.**
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	18,13	18,13	20,78	21,16 (*)	20,72	22,80	-14,3%
Gas NBP entrega Q2-19	16,75	16,75	18,96	18,45	18,45	20,37	-9,3%
Gas NBP entrega Q3-19	16,73	16,73	18,64	17,96	17,96	19,95	-6,8%
Gas NBP entrega Q4-19	19,76	19,76	21,31	20,50	20,50	22,26	-3,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	22,71	22,71	27,76	24,28	24,03	26,82	-6,5%
PVB-ES a un mes	22,80	22,80	25,00	24,80	24,80	27,15	-8,1%
PEG Spot	20,15	20,15	23,13	23,25 (*)	22,55	24,58	-13,3%
Carbón ICE ARA API2 $/t	**31-ene-19**	**Mín.**	**Máx.**	**31-dic-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Ene. vs Dic.**
Carbón ICE ARA Feb-19	79,05	79,00	85,70	86,20	85,50	90,55	-8,3%
Carbón ICE ARA Q2-19	82,35	80,30	86,90	85,72	85,05	89,70	-3,9%
Carbón ICE ARA CAL-2020	85,05	78,95	86,95	83,70	83,45	87,21	1,6%
CO_2 ICE EUA €/t_{CO2}	**31-ene-19**	**Mín.**	**Máx.**	**31-dic-18**	**Mín.**	**Máx.**	**Ene. vs Dic.**
Dchos. emisión EUA Dic-2019	22,30	22,03	25,31	25,01	20,02	25,18	-10,8%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	22,71	22,51	25,86	25,58	20,57	25,76	-11,2%

(*) Cotización a 28/12/2018

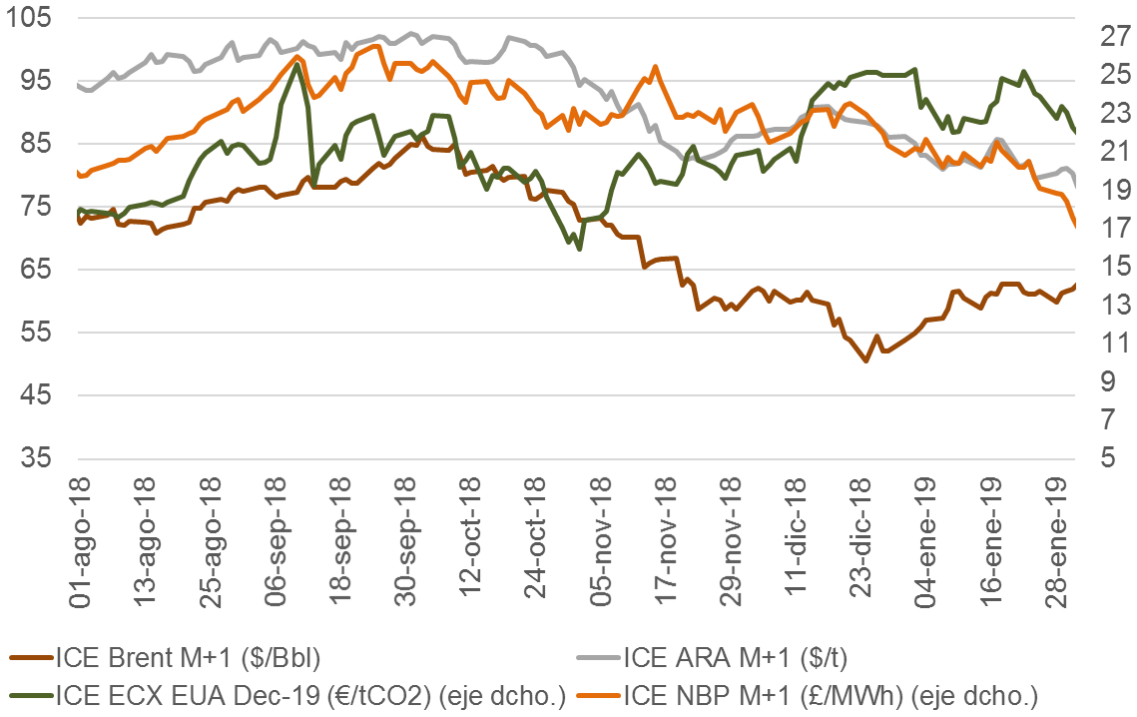
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 CO_2 en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de diciembre a 31/12/2018, 29/12/2018 y 28/12/2018 y cotizaciones de enero a 31/01/2019

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

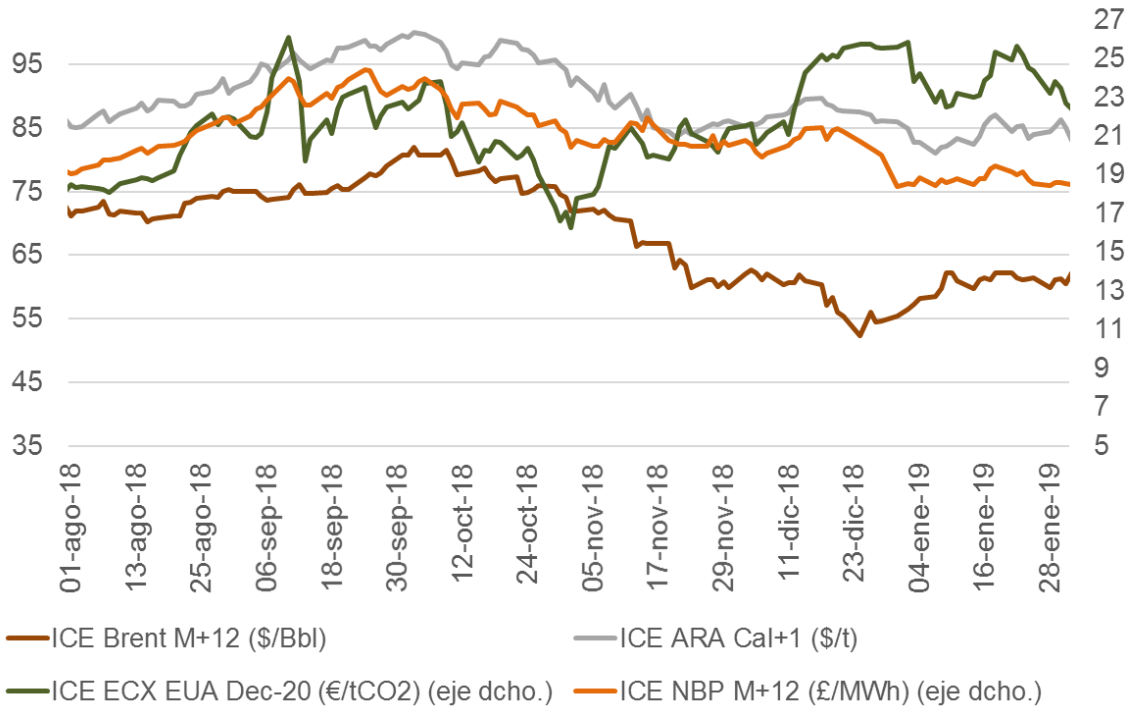
Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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 CO_2. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales.
Periodo: 1 de agosto de 2018 a 31 de enero 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 CO_2. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 agosto de 2018 a 31 de enero de 2019



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

Al cierre del mes de enero de 2019 (31 de enero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,149 $/€ frente a 1,145 $/€ al final del mes anterior. Por el contrario, se apreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, situándose en torno a 0,876 £/€, frente a 0,895 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que marcaron la evolución del precio del petróleo durante el mes de enero, destaca la entrada en vigor de las medidas para reducir la producción acordadas en diciembre de 2018. El volumen total a reducir se fijó en 1,2 millones de barriles diarios, a los que los países de la OPEP contribuyen con una reducción de 800.000 barriles diarios y los países no miembros de la OPEP con una disminución de 400.000 barriles diarios (Rusia participa con una reducción de 200.000 millones de barriles diarios).

En lo que respecta a la evolución de las cotizaciones de gas natural, cabe destacar que, si bien las reservas en Europa se redujeron como consecuencia de las bajas temperaturas de la segunda quincena del mes, los niveles de reservas de los principales hubs europeos se encuentran por encima de los niveles existentes hace un año.

A esta situación hay que añadir el descenso en las cotizaciones del GNL, tanto en su referencia del sudoeste de Europa (SWE) como en su referencia del noreste de Asia (NEA).

Por lo que respecta a los derechos de CO_2, en enero de 2019 entró en funcionamiento el mecanismo de Reserva de Estabilidad del Mercado, que supone la incorporación al fondo de reserva de derechos de emisión de CO_2 los derechos procedentes del procedimiento de "backloading", así como las asignaciones no repartidas durante la fase 3 de comercio de estos derechos de emisión (2013-2020).

En relación a la evolución de la curva a plazo de los combustibles, al cierre del mes de enero se observa que la curva a plazo de Brent mostró una ligera tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25), oscilando su cotización entre 61,89 $/Bbl y 60,62 $/Bbl.

Por su parte, el carbón ICE ARA mostró una curva a plazo en "contango" durante prácticamente todo el horizonte temporal analizado, variando su cotización entre 79,05 $/t y 85,65 $/t.

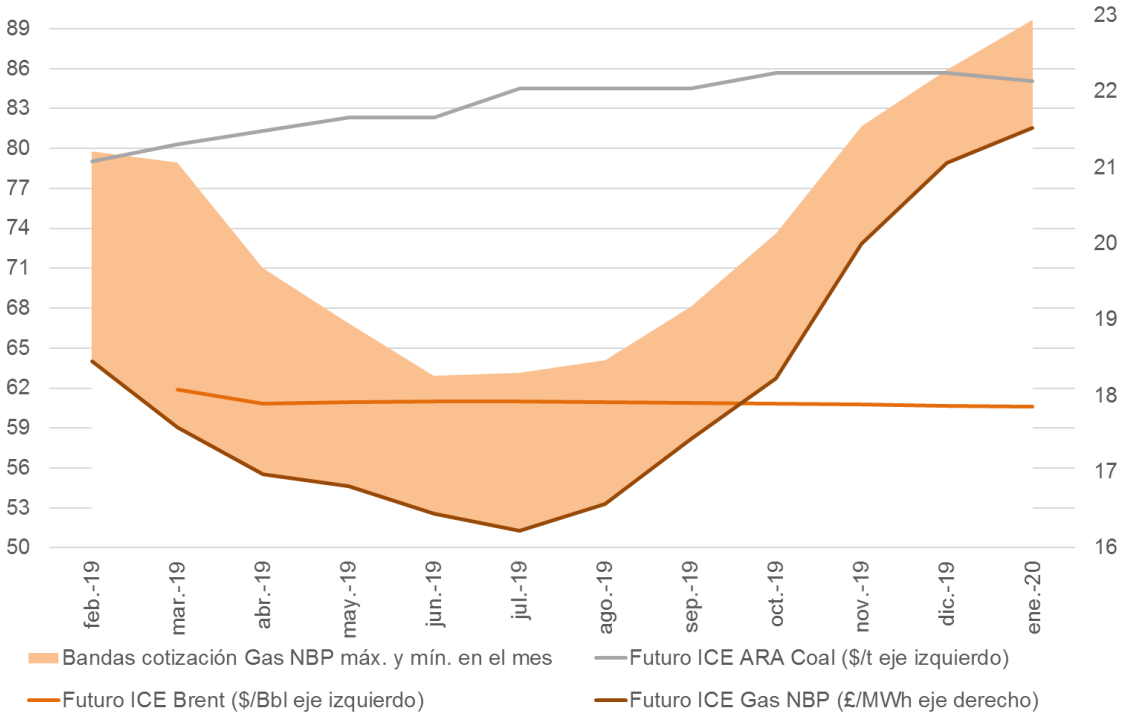
La curva a plazo del gas natural (NBP) volvió a mostrar dos zonas bien diferenciadas, observándose una curva en "backwardation[38]" hasta el mes de julio de 2019, momento en que se alcanza un mínimo de 16,26 £/MWh, invirtiéndose en ese momento la tendencia (curva en "contango[39]"), hasta el mes de enero de 2020, en el que se alcanza un valor de 21,52 £/MWh.

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 enero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de enero en 2,06 €/MWh (prácticamente igual al valor registrado en el mes de diciembre de 2018).

[38] Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

[39] Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de enero 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 enero de 2019, el precio spot NBP se situó en 20,70 €/MWh (23,44 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 22,71 €/MWh (24,28 €/MWh en el mes anterior), incrementándose el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 2,01 €/MWh, frente a 0,84 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 22,80 €/MWh a 31 de enero de 2019 (24,80 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (31 de enero) ascendió a 20,15 €/MWh (23,25 €/MWh en el mes anterior).

En el gráfico siguiente se muestra, asimismo, la evolución del coste de la materia prima empleado en el cálculo de la tarifa de último recurso (cuyo valor vigente en el cuarto primer trimestre de 2019 asciende a 24,69 €/MWh, un 10,78% inferior a la referencia vigente en el trimestre anterior: 27,68 €/MWh).

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives, el volumen total negociado en dicha plataforma en el mes de enero, ascendió a 305.970 MWh, un 9,6% inferior al volumen negociado el mes anterior.

El volumen negociado en enero de 2019 se distribuyó entre contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (268.460 MWh y un precio medio ponderado de 23,35 €/MWh), contratos trimestrales con entrega a un trimestre vista (910 MWh a un precio medio ponderado de 20,40 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (36.600 MWh y un precio medio ponderado de 21,75 €MWh).

El volumen total negociado en 2018 en MIBGAS Derivatives se situó en 1.998 GWh, distribuido en contratos con entrega a dos meses vista (M+2), contratos con entrega a dos meses vista, contratos con entrega a uno y dos trimestres vista (Q+1 y Q+2), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en periodo estival siguiente (S) y en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, en 2018, se ha concentrado en el contrato anual con entrega en 2019 (38,9% del total negociado), seguido del contrato con entrega en el trimestre siguiente (32% del total negociado) y el contrato con entrega a dos meses vista (23,8%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-19 y Cal-20 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

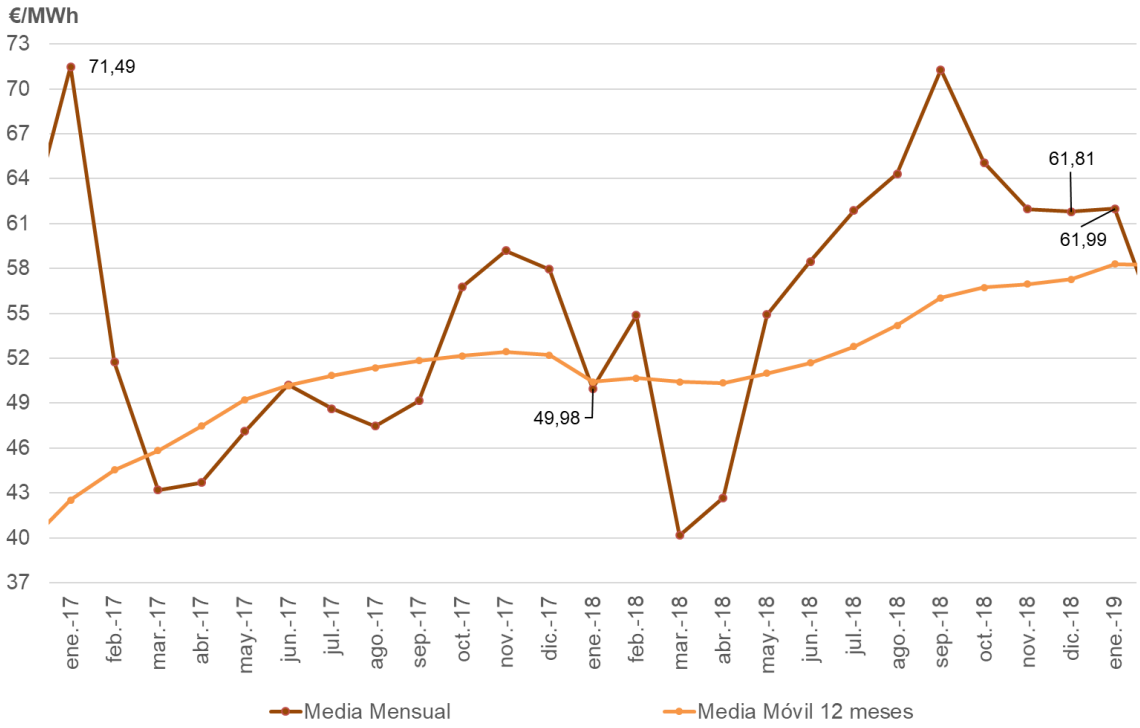
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 27 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre enero de 2017 y enero de 2019. En el mes de enero de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 61,99 €/MWh[40], un 0,3% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (61,81 €/MWh), y un 24% superior al precio spot medio registrado en enero de 2018 (49,98 €/MWh).

[40] En enero de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 62,69 €/MWh. En enero de 2019 ha existido un precio diferente en 97 horas de un total de 744 horas (13% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,7 €/MWh. En 2018 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.304 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,16 €/MWh). Por tanto, en 456 horas de las 8.760 horas totales (5,2% del total de las horas de 2018) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,20 €/MWh en esas horas).

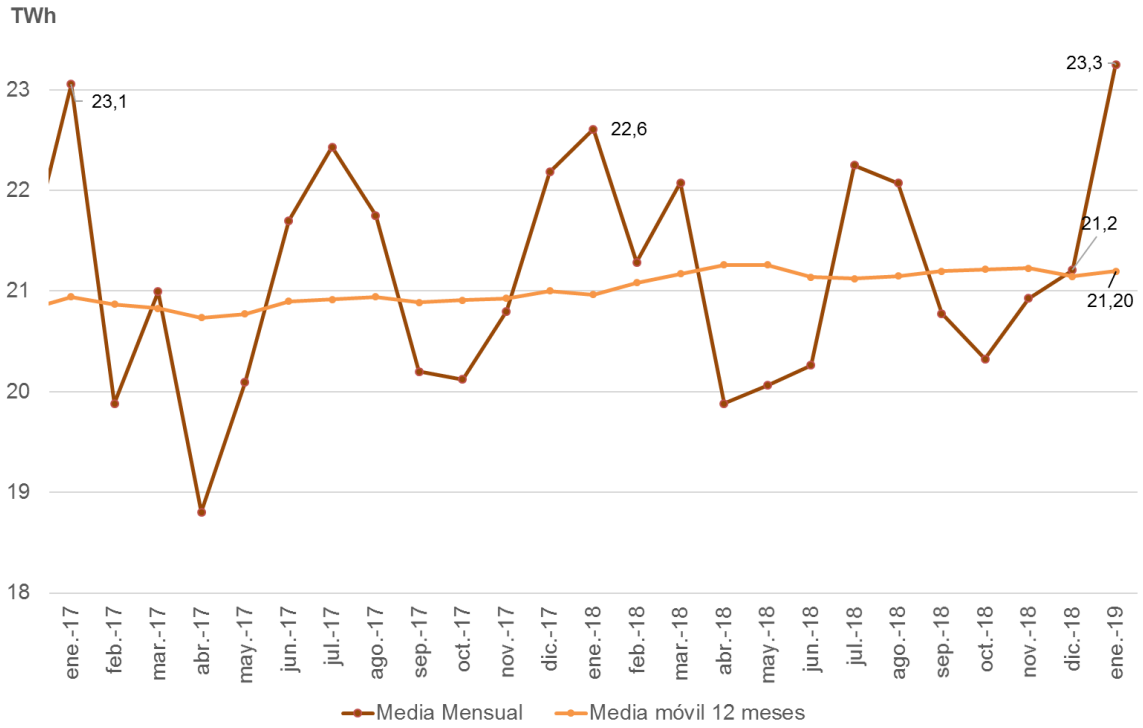
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: enero de 2017 a enero de 2019



Fuente: OMIE.

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de enero de 2019, la demanda se cifró en 23,25 TWh, un 9,6% superior al valor registrado en el mes anterior (21,21 TWh), y un 2,9% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,6 TWh en enero de 2018). En el mes de enero de 2019, la demanda fue un 9,7% superior a la media móvil anual (21,20 TWh).

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



Fuente: REE.

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

En enero de 2019 destacó, por un lado, el incremento de la contribución a la cobertura de la demanda de las tecnologías solar térmica y eólica (+38,8% en ambos casos respecto al mes de diciembre de 2018), así como de la tecnología solar fotovoltaica (+18,7%) y nuclear (+17,3%). Por otro lado, las únicas tecnologías que registraron un descenso respecto al mes anterior fueron la tecnología hidráulica (-14,2% y la tecnología de generación de electricidad a partir de residuos (-10,8%), si bien con menor impacto dado el reducido porcentaje que supone esta tecnología en el mix energético (1,1% sobre la demanda total de transporte en enero de 2019).

La generación con fuentes de energía renovables se situó en enero de 2019 en un 39,5% sobre la demanda de transporte (3 puntos porcentuales por encima del valor correspondiente a diciembre de 2018). Dado el incremento de la demanda (9,6% superior al valor registrado en el mes anterior), la mayor producción de generación mediante fuentes renovables no llevó aparejado una disminución de la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón y de ciclo combinado, que aumentaron su contribución en un 9% y en un 8,1% respectivamente.

No obstante, a pesar del aumento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón y de ciclo combinado, inducido por el incremento de la demanda, el precio de mercado spot en el mes de diciembre se mantuvo relativamente estable (+0,18 €/MWh respecto al registrado en diciembre de 2018), dada la mayor contribución de las fuentes de energía renovables.

Para el conjunto del año 2018, el porcentaje de participación renovable fue del 39,5%.

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

	ene-19	dic-18	ene-18	% Var. ene-19 vs. dic-18	% Var. ene-19 vs. ene-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,25	2,63	2,39	-14,2%	-5,9%	35,52	14,0%	2,25	9,7%
Nuclear	5,04	4,30	5,09	17,3%	-0,9%	53,27	21,0%	5,04	21,7%
Carbón	3,10	2,85	3,03	9,0%	2,4%	35,01	13,8%	3,10	13,3%
Ciclo combinado (1)	3,17	2,94	2,29	8,1%	38,4%	26,68	10,5%	3,17	13,6%
Eólica	5,98	4,31	5,33	38,8%	12,2%	49,06	19,3%	5,98	25,7%
Solar fotovoltaica	0,47	0,40	0,41	18,7%	14,7%	7,35	2,9%	0,47	2,0%
Solar térmica	0,18	0,13	0,13	38,8%	39,8%	4,68	1,8%	0,18	0,8%
Otras renovables (2)	0,31	0,30	0,30	2,3%	1,3%	3,62	1,4%	0,31	1,3%
Cogeneración	2,65	2,51	2,48	5,5%	7,0%	28,90	11,4%	2,65	11,4%
Residuos	0,25	0,28	0,29	-10,8%	-15,4%	3,09	1,2%	0,25	1,1%
Total Generación	**23,42**	**20,61**	**21,73**	**13,6%**	**7,7%**	**247,14**	**97,4%**	**23,42**	**100,7%**
Consumo en bombeo	-0,27	-0,22	-0,38	22,6%	-30,0%	-3,20	-1,3%	-0,27	-1,1%
Enlace Península-Baleares (3)	-0,14	-0,11	-0,09	21,1%	60,5%	-1,23	-0,5%	-0,14	-0,6%
Saldo intercambios internacionales (4)	0,23	0,93	1,34	-75,1%	-82,7%	11,05	4,4%	0,23	1,0%
Total Demanda transporte	**23,25**	**21,21**	**22,61**	**9,6%**	**2,8%**	**253,74**	**100,0%**	**23,25**	**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.

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA