



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (MARZO 2018)

31 de mayo de 2018

IS/DE/003/18

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 superior o igual 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)	6
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	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
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	16
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	24
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	24
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	25
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	28
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	29
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 Q2-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	43
4.5. Análisis de los precios spot en España	43

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 superior o igual 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 superior o igual al mes

Al cierre del mes de marzo de 2018, con un precio medio del mercado de contado (40,18 €/MWh) inferior al registrado el mes anterior (-26,8%), la mayor parte de las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica, con la excepción del contrato mensual de abril, mostraron un comportamiento ascendente.

En particular, la cotización a plazo del contrato mensual con liquidación en abril de 2018 descendió² un 5,2%, mientras que las cotizaciones de los contratos mensuales de mayo y junio de 2018 aumentaron un 1,7% y un 4,2%, respectivamente. Las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2018 y primer trimestre de 2019 aumentaron un 0,9%, un 3,5%, un 5,7% y un 5%, respectivamente. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 46,65 €/MWh el Q2-18³, en 54,15 €/MWh el Q3-18, en 56,15 €/MWh el Q4-18 y en 52,81 €/MWh el Q1-19.

La cotización del contrato anual con liquidación en el año 2019 se incrementó un 3,2% y el contrato con liquidación en 2020 aumentó un 1%, en relación al mes anterior, situándose el último día de cotización (29 de marzo) en 50 €/MWh y en 46,95 €/MWh, respectivamente.

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: marzo de 2018 a día 29 y febrero de 2018 a día 28.

³ El último día de cotización de este contrato fue el 28 de marzo de 2018.

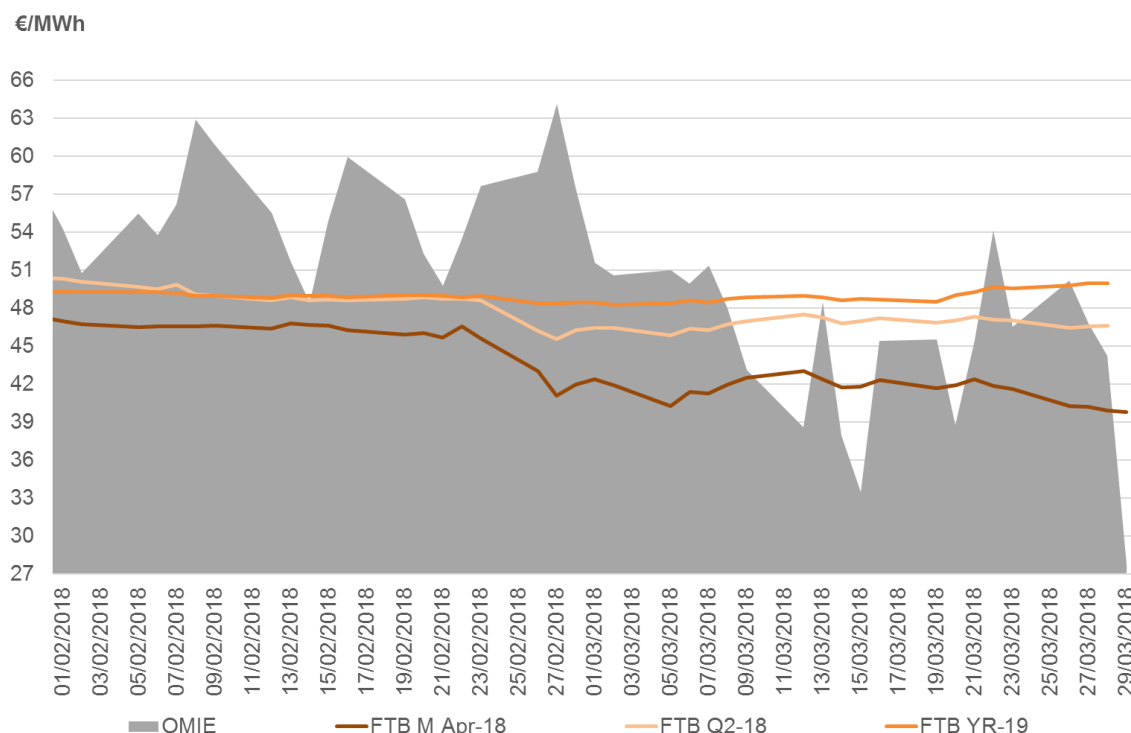
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE MARZO DE 2018				MES DE FEBRERO DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. mar-18 vs. feb-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Apr-18	39,83	43,05	39,83	41,57	42,00	47,00	41,10	45,76	-5,2%
FTB M May-18	47,50	48,45	46,75	47,71	46,69	50,56	46,15	48,54	1,7%
FTB M Jun-18	52,17	52,32	49,85	51,05	50,05	53,48	49,35	51,61	4,2%
FTB Q2-18	46,65	47,50	45,85	46,80	46,25	50,35	45,58	48,64	0,9%
FTB Q3-18	54,15	54,25	52,25	53,45	52,30	53,78	51,75	52,85	3,5%
FTB Q4-18	56,15	56,15	53,30	54,42	53,10	53,90	52,50	53,11	5,7%
FTB Q1-19	52,81	52,87	51,22	52,21	50,29	52,27	50,29	51,76	5,0%
FTB YR-19	50,00	50,00	48,25	49,03	48,45	49,35	48,40	48,96	3,2%
FTB YR-20	46,95	47,05	46,20	46,64	46,48	47,50	46,40	46,80	1,0%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de marzo a 29/03/2018, excepto para el Q2-18 cuyo último día de cotización es el 28/03/2018 y cotizaciones de febrero a 28/02/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

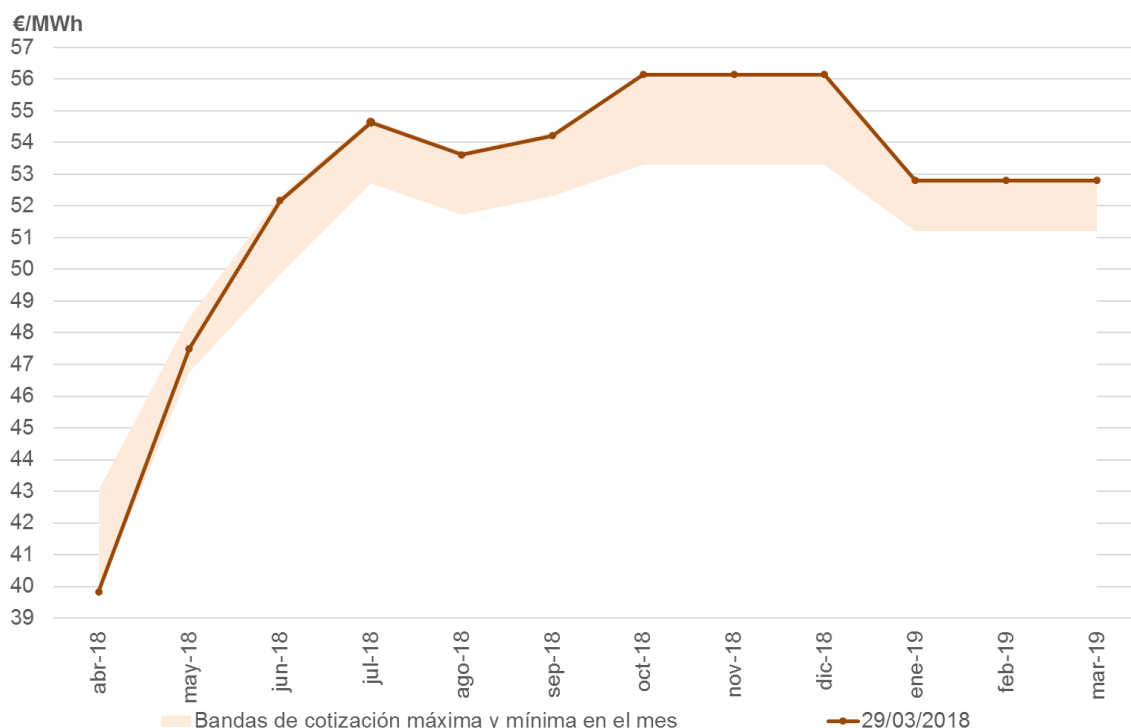
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de febrero de 2018 – 29 de marzo de 2018



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 marzo de 2018. Se observa una curva ascendente muy pronunciada para el periodo abril-julio de 2018 (curva en “contago”⁴), alcanzando la cotización en este periodo un máximo de 54,63 €/MWh para el mes de julio de 2018. A partir de septiembre, la curva a plazo se mantiene entre un máximo de 56,12 €/MWh para el Q4-18 y un mínimo de 52,81 €/MWh para el Q1-19.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de marzo de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de marzo, el precio medio del mercado diario (40,18 €/MWh) descendió un 26,8% respecto al registrado en el mes anterior (54,88 €/MWh).

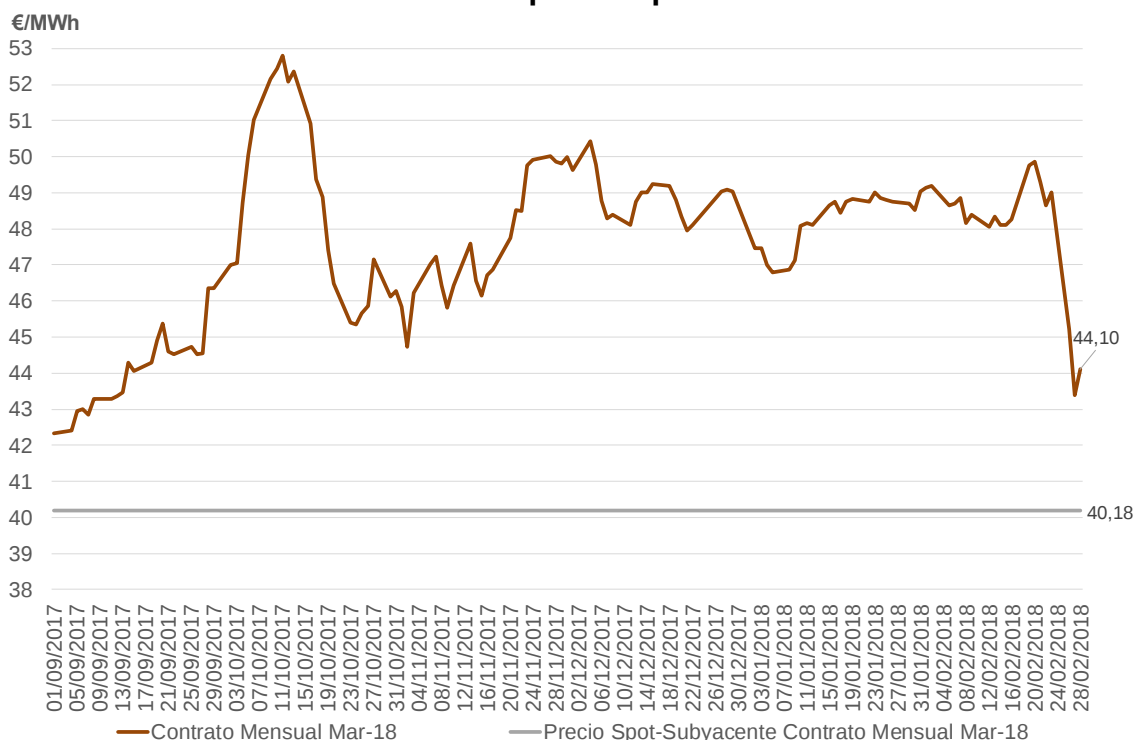
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en marzo de 2018 (28 de febrero) anticipaba un precio medio del mercado diario de 44,10 €/MWh para dicho mes, un 9,8% superior al precio spot finalmente registrado (40,18 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁵, se alcanzaron respectivamente el 11 de octubre de 2017 (máxima de 52,80 €/MWh) y el 1 de septiembre de 2017 (mínima de 42,33 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 10,47 €/MWh. Las primas de

⁴ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁵ Del 1 de septiembre de 2017 al 28 de febrero de 2018.

riesgo calculadas ex post⁶ del contrato mensual de marzo de 2018 fueron positivas durante todos los meses de negociación. Por ello, las posiciones vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante todo el periodo de negociación.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en marzo de 2018 en OMIP vs. precio spot de marzo de 2018



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

Para el mes de abril de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 29 de marzo), anticipa un precio medio del mercado diario de 39,83 €/MWh.

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

En marzo de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en marzo de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁷) alcanzó 38,10 €/MWh, superior

⁶ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en marzo de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en marzo de 2018.

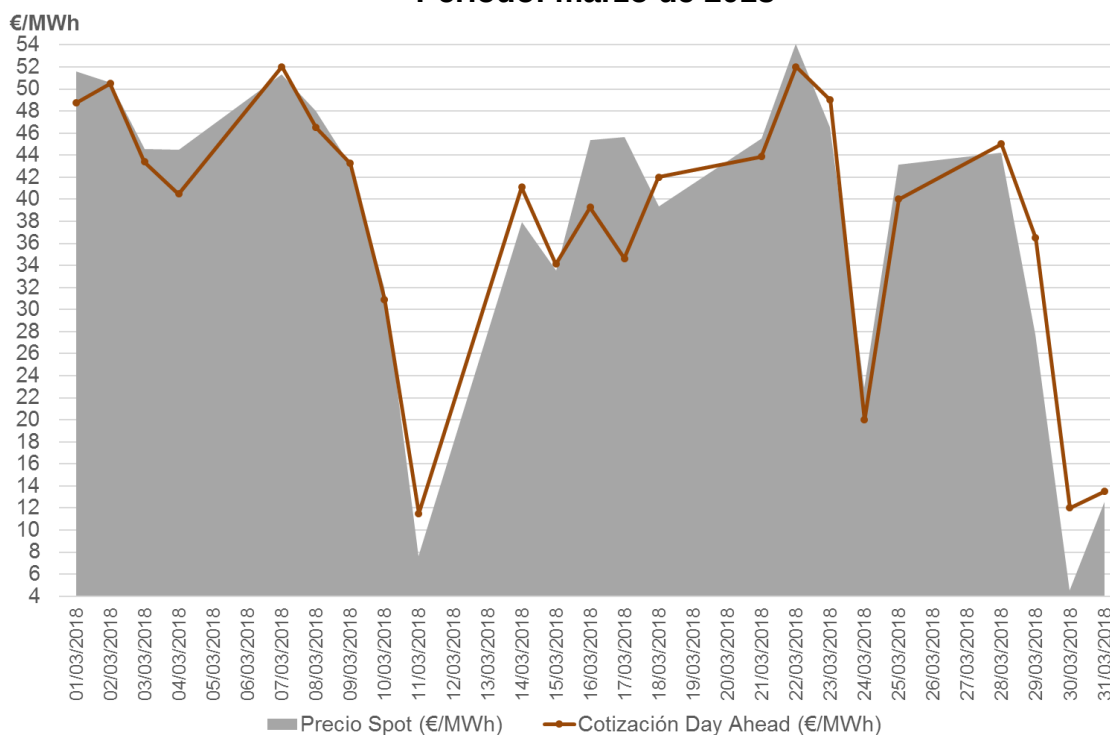
⁷ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a

a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en marzo de 2018 (37,84 €/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 marzo de 2018 fue negativa (-0,26 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

Asimismo, la mayor prima de riesgo ex post⁸ alcanzada en marzo de 2018 fue negativa, se registró el día 17 y se situó en -10,99 €/MWh.

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh.
Periodo: marzo de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

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.

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 EEX⁹– 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 febrero y marzo de 2018¹⁰.

En el mes de marzo de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,8 TWh, un 22,9% inferior al volumen registrado el mes anterior (12,7 TWh), y un 41,1% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,6 TWh).

El volumen negociado en OMIP en marzo de 2018 representó el 3,1% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 3,5% de febrero de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en OMIP (7,7 TWh) supuso el 5,3% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

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.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en marzo de 2018 (9,8 TWh) representó el 44,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,1TWh), inferior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh)¹¹.

En el mes de marzo de 2018, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de futuros de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX¹²) se situó en casi 6 TWh (40,3% inferior al volumen registrado el mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en marzo de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 68,1%, inferior al porcentaje del mes anterior (83%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue 72,5%¹³.

¹¹ En marzo de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (16,6 TWh) representó el 79,3% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes.

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 julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

¹³ En marzo de 2017, el 67,5% del volumen total negociado en el OTC en dicho mes fue registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs.

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 marzo 2018	Mes anterior febrero 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	304	451	-32,6%	1.114	7.657	3,4%	5,3%
EEX	747	231	223,7%	1.271	6.000	3,9%	4,2%
OTC	8.748	12.025	-27,2%	30.370	130.172	92,7%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	5.957	9.986	-40,3%	23.487	94.359	71,7%	65,6%
OMIClear	519	591	-12,2%	3.086	15.463	9,4%	10,8%
BME Clearing	828	1.279	-35,2%	2.645	17.951	8,1%	12,5%
European Commodity Clearing (ECC)	4.610	8.117	-43,2%	17.756	60.945	54,2%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	9.799	12.706	-22,9%	32.755	143.829	100,0%	100,0%

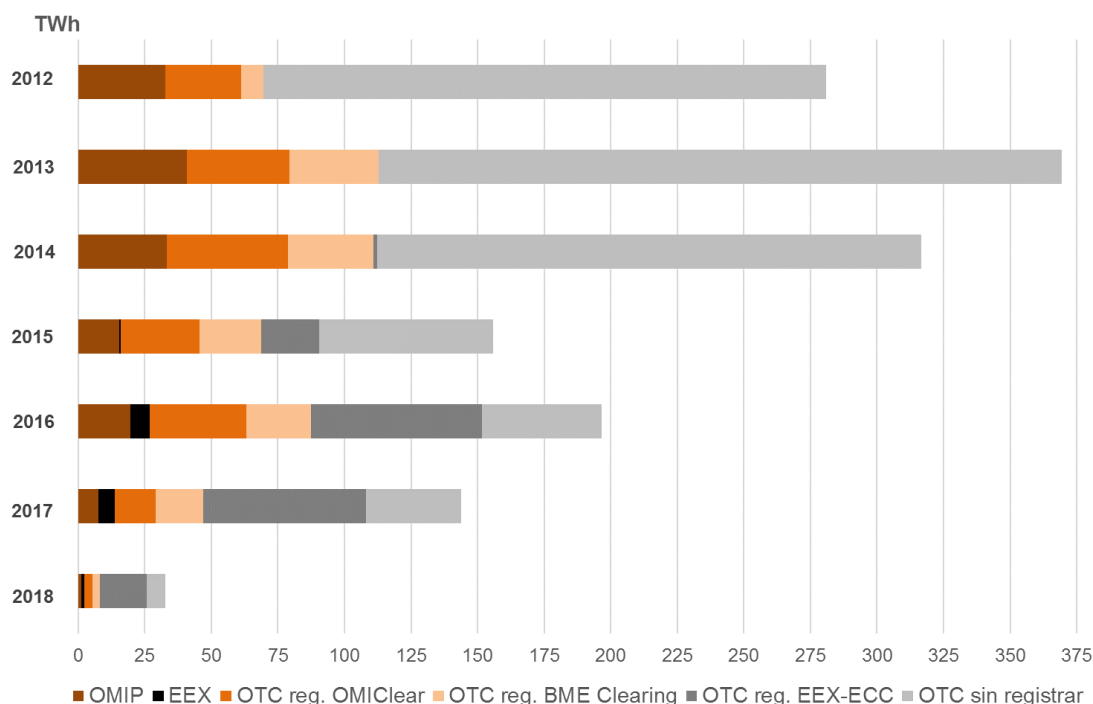
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

** 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 no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.

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 2012 hasta el 31 de marzo de 2018, 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 el mercado organizado de OMIP y de EEX.

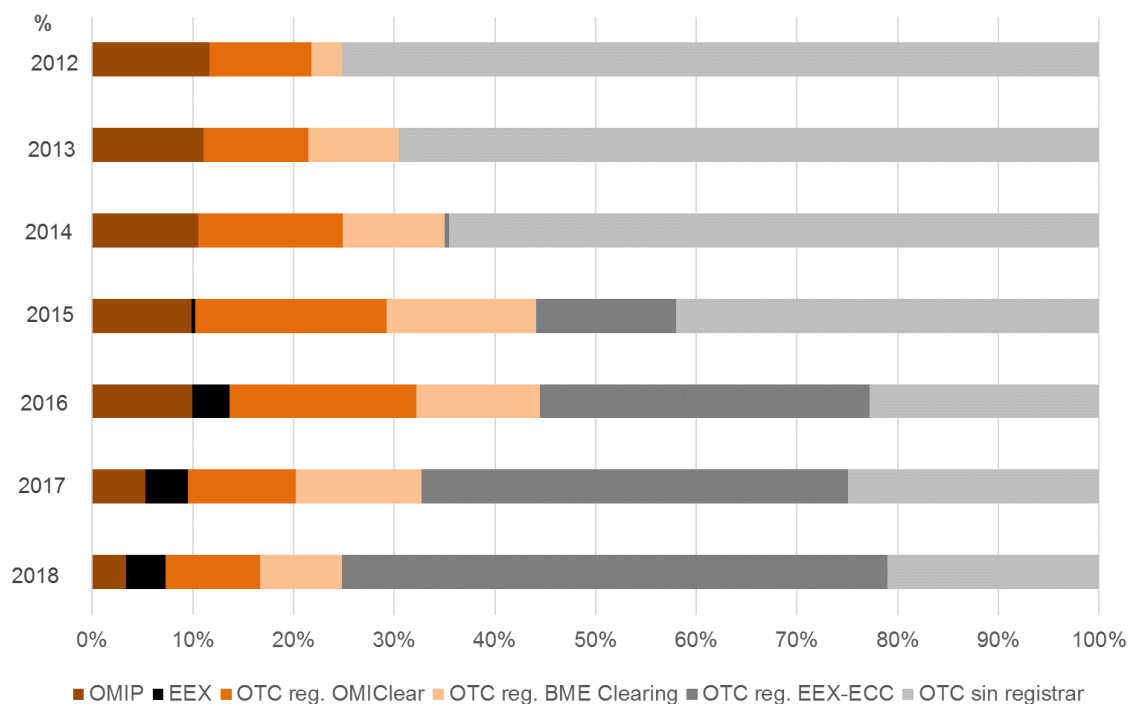
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a marzo de 2018



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 en gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. El volumen OTC registrado en marzo de 2018 para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a casi 6 TWh, lo que representa el 68,1% del volumen total negociado en el mercado OTC (8,7 TWh).

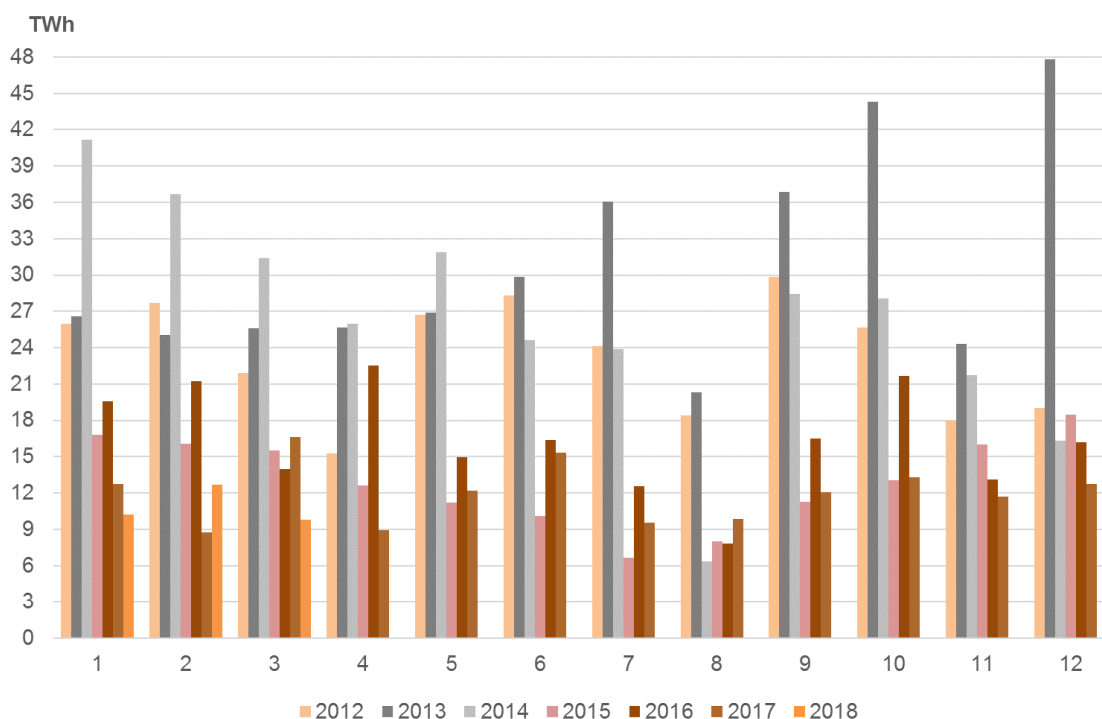
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a marzo 2018



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 2012 hasta marzo de 2018. En el mes de marzo de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 9,8 TWh, un 41,1% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,6 TWh en marzo de 2017).

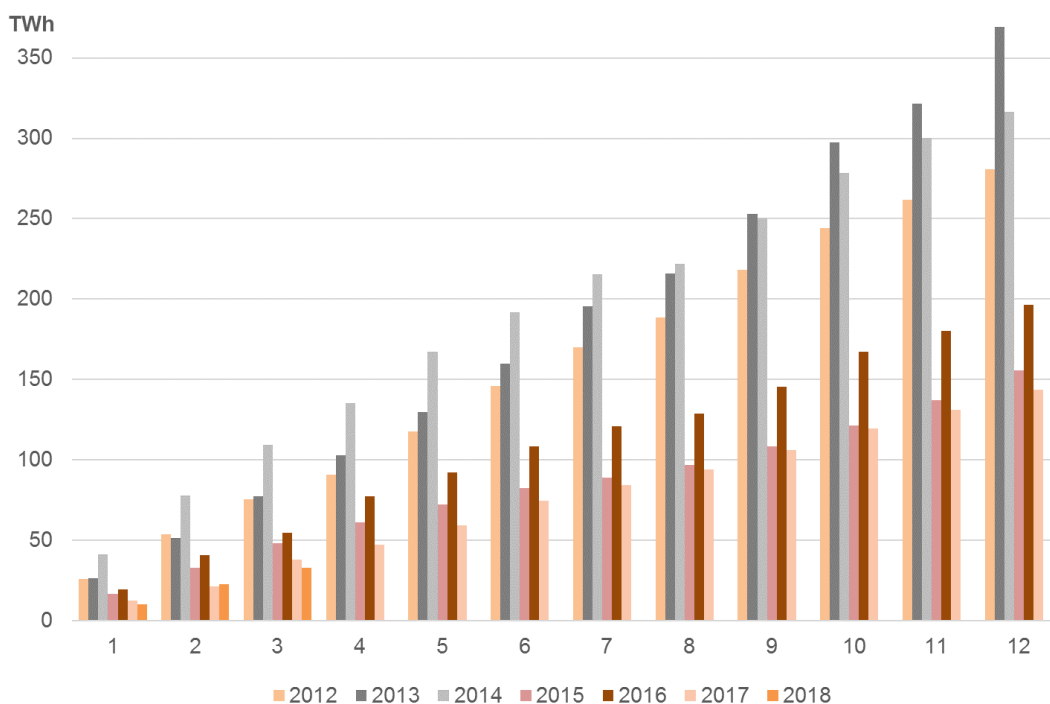
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a marzo de 2018



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 2012 a marzo de 2018



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 febrero y marzo de 2018, 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 marzo de 2016 y marzo de 2018, 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 marzo de 2018 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 77,4% (7,6 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (89%; 11,3 TWh)¹⁴.

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 22,6% (2,2 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (11%; 1,4 TWh)¹⁵. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en marzo a 2.976 MW (10% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.673 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en marzo fue el contrato con liquidación semanal con el 48,3% (1,1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (2,2 TWh)¹⁶, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 35,6% (0,8 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En marzo de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos mensuales, con el 42,1% (3,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (7,6 TWh)¹⁷. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 31,6% (2,4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. Los contratos con horizonte de liquidación anual acapararon el 26,3% (2 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. El volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+2, ascendió a 0,18 TWh, el 9,2% de los contratos anuales negociados. A diferencia del mes anterior, en este mes no se negoció el contrato con vencimiento a dos años vista, Cal+3.

Los contratos más negociados en 2017 fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente).

¹⁴ En marzo de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 91,6% (15,3 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹⁵ En marzo de 2017, 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 8,4% (1,4 TWh).

¹⁶ En el mes de febrero de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (57,7%; 0,8 TWh).

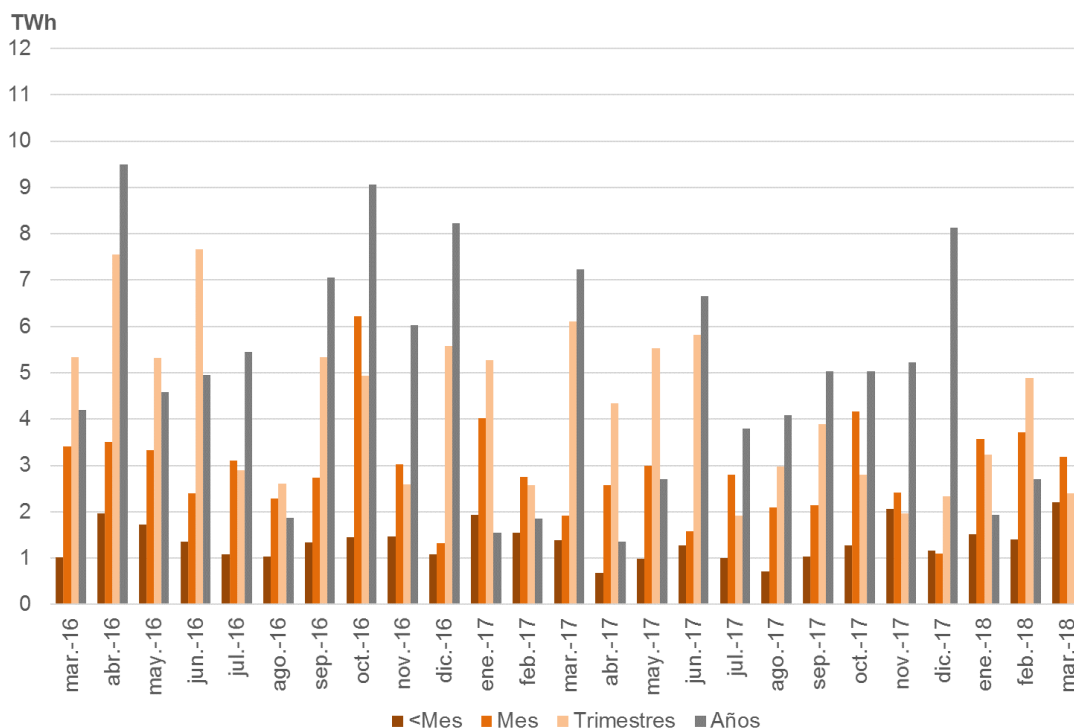
¹⁷ En el mes de febrero de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (32,8%; 3,7 TWh).

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 mar-18	Mes anterior feb-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	787	496	58,6%	1.915	37,4%	7.494	49,7%
Fin de semana	356	97	267,2%	549	10,7%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	1.068	810	31,9%	2.658	51,9%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,1%	0	0,0%
Total Corto Plazo	2.211	1.403	57,6%	5.125	15,6%	15.084	10,5%
Mensual	3.193	3.709	-13,9%	10.469	37,9%	30.541	23,7%
Trimestral	2.397	4.886	-50,9%	10.519	38,1%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	1.998	2.708	-26,2%	6.642	24,0%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	7.588	11.303	-32,9%	27.630	84,4%	128.745	89,5%
Total	9.799	12.706	-22,9%	32.755	100%	143.829	100%

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

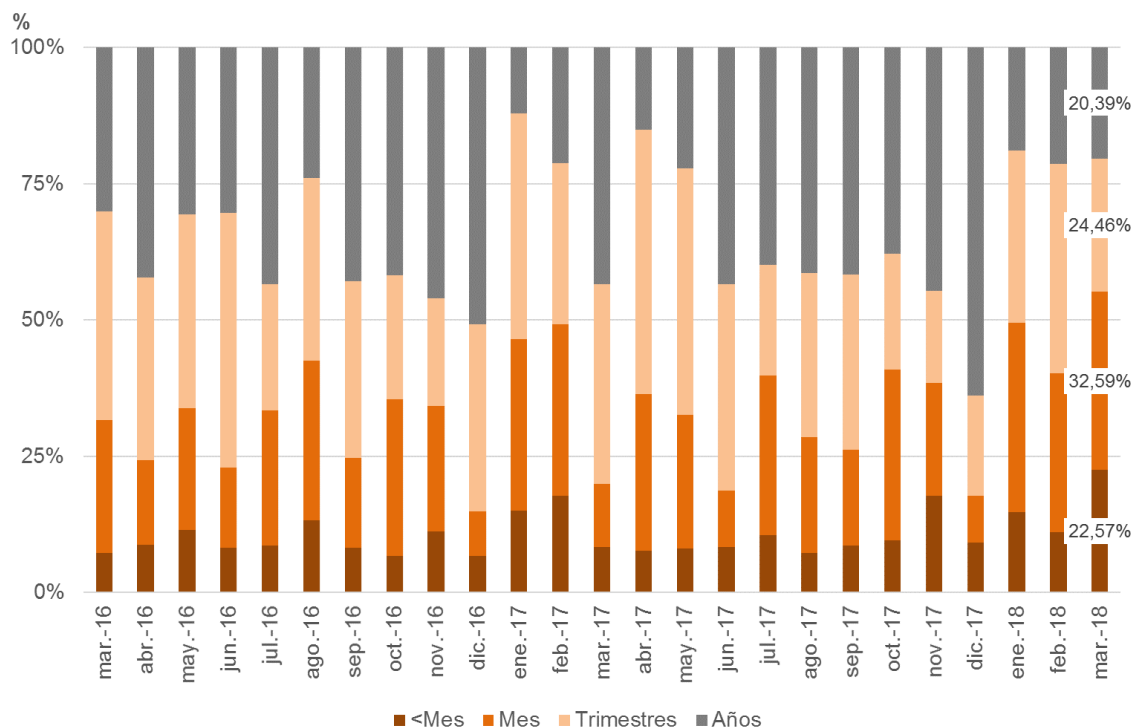
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



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: Superior o igual 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: marzo 2016 a marzo 2018



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: Superior o igual a 1 año.

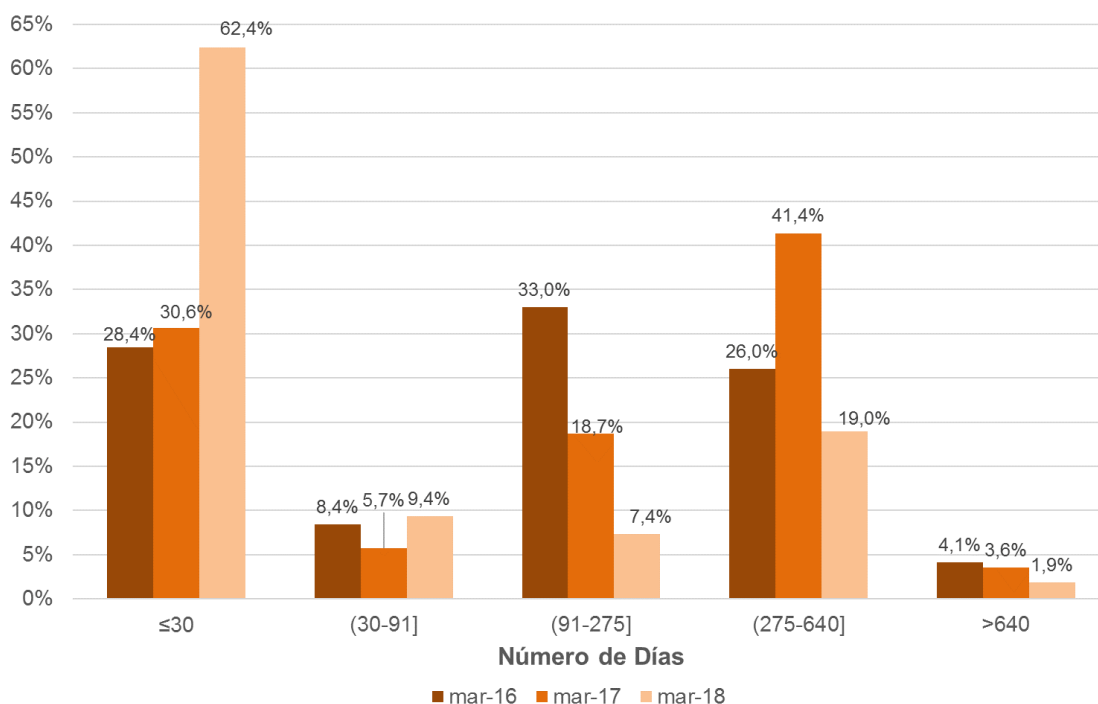
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 marzo de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuyo vencimiento comienza en el mes de abril de 2018 (véase Gráfico 11). En particular, el 62,4% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de marzo de 2018 (en energía) iniciarán su liquidación en el cuarto mes de 2018, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año anterior (30,6%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista, negociados en marzo de 2018, ascendió a 0,18 TWh, el 1,9% del volumen total negociado en dicho mes, mientras que el contrato anual a tres años vista no se negoció.

Gráfico 11. Volumen negociado en marzo (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 29 marzo de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en marzo de 2018¹⁸ se situó en torno a 14.459 GWh, un 30,5% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2018 (11.077 GWh), y un 8,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2017 (15.794 GWh).

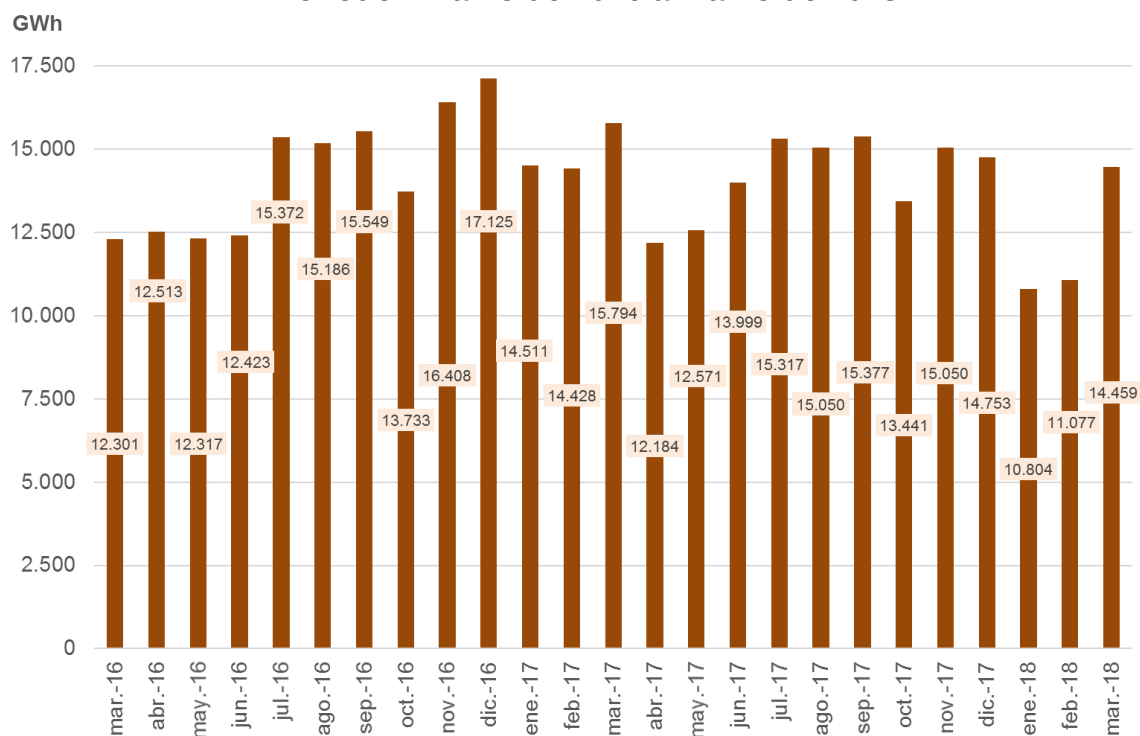
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en marzo de 2018, el 84,7% (12.248 GWh) correspondió a contratos

¹⁸ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2018: mensual mar-18, trimestral Q1-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2018, 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 mar-18, trimestral Q1-18 y anual 2018), mientras que el 15,3% restante (2.211 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 marzo de 2018 (14.459 GWh) representó el 65,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.077 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



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 liquidación¹⁹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en marzo de 2018 (mar-18, Q1-18 y anual 2018) se situó en 16.484 MW, un 14,5% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2018 (14.396 MW) y un 14,9% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de marzo de 2017 (19.381 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de marzo

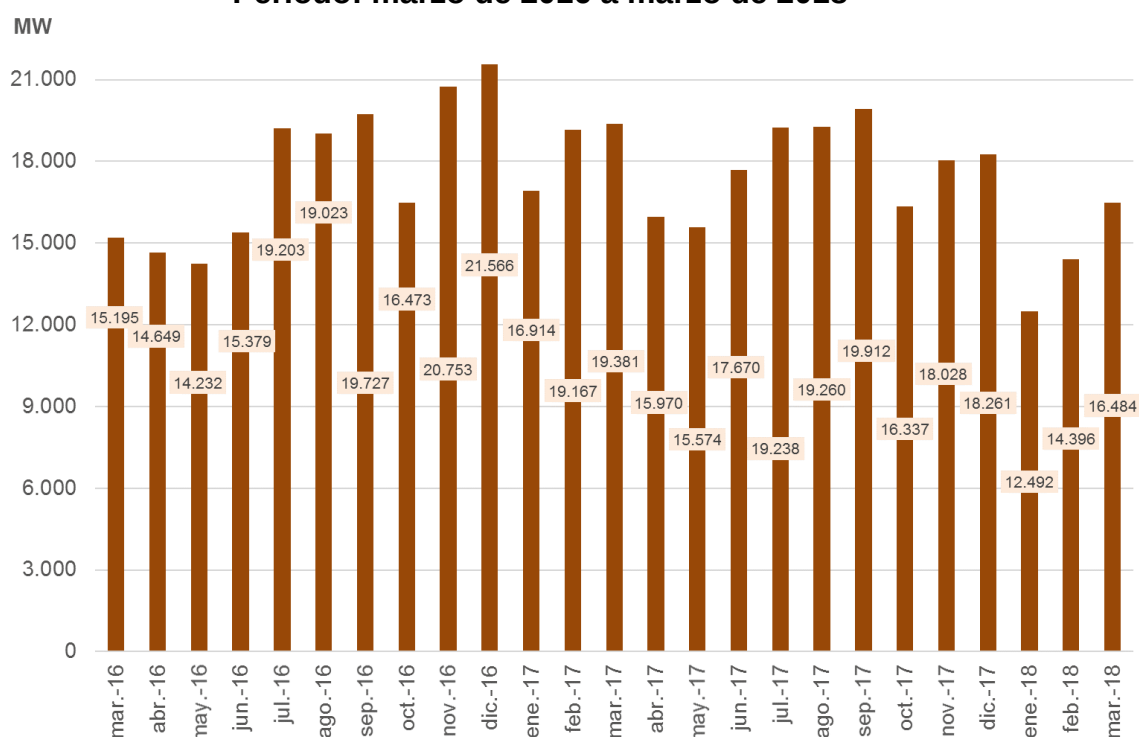
¹⁹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

de 2018 (16.484 MW) representó el 55,55% de la demanda horaria media de dicho mes (29.673 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de marzo de 2018²⁰ (16.484 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 12.998 MW (78,9% del volumen total). El 20% (3.298 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear²¹ (véase Gráfico 14), el 12,8% (2.114 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 46% (7.586 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 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,3% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



* 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.

²⁰ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

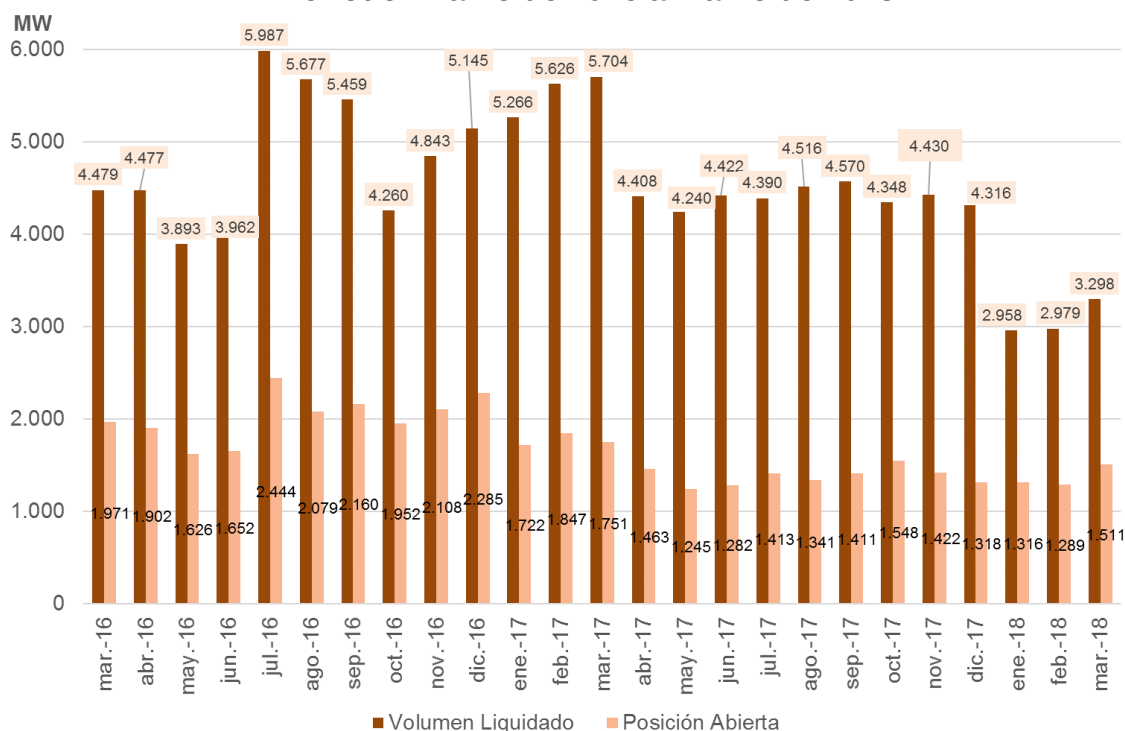
²¹ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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 3.298 MW con liquidación en marzo de 2018 que se registraron en OMIClear, el 54,2% (1.787 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 45,8% restante (1.511 MW) quedaron abiertas²² (véase Gráfico 14). Por tanto, el 54,2% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²³ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en marzo de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²⁴ (MW)*
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



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

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

²² Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²³ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

²⁴ 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,

Posición abierta en BME Clearing

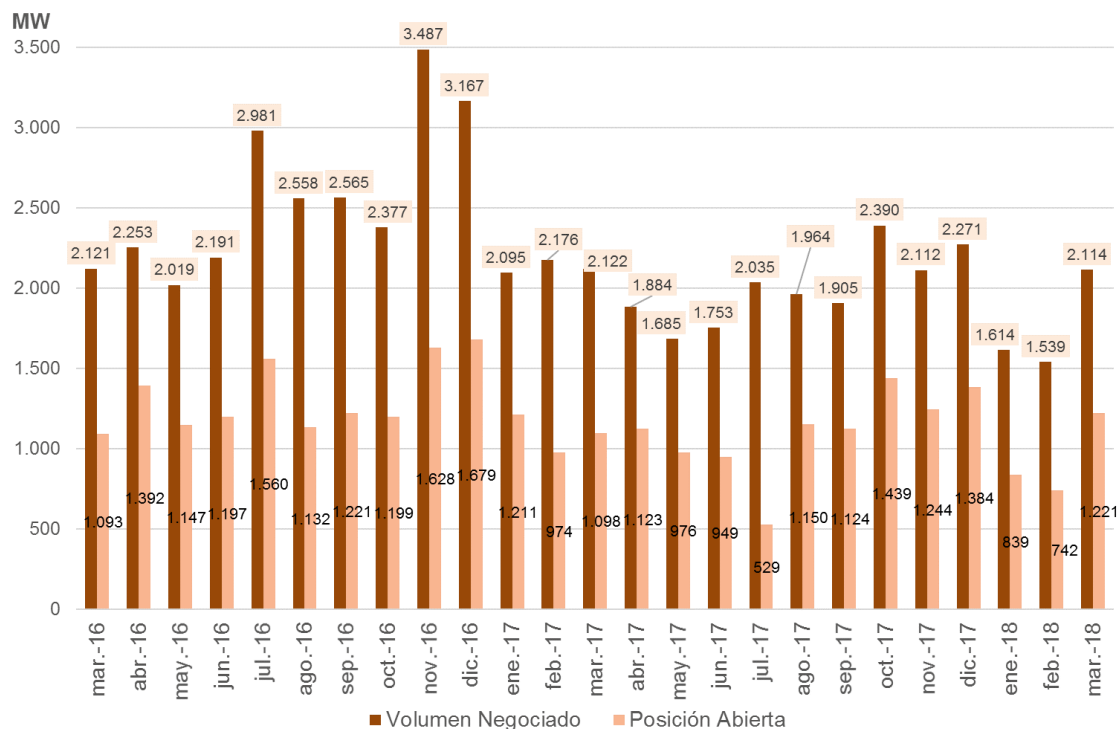
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²⁵, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2018 (16.484 MW), el 12,8% (2.114 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 42,2% (893 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 57,8% restante (1.221 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

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.

²⁵ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁶ (MW)*
Periodo: marzo de 2016 a marzo 2018



* 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 las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁷ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

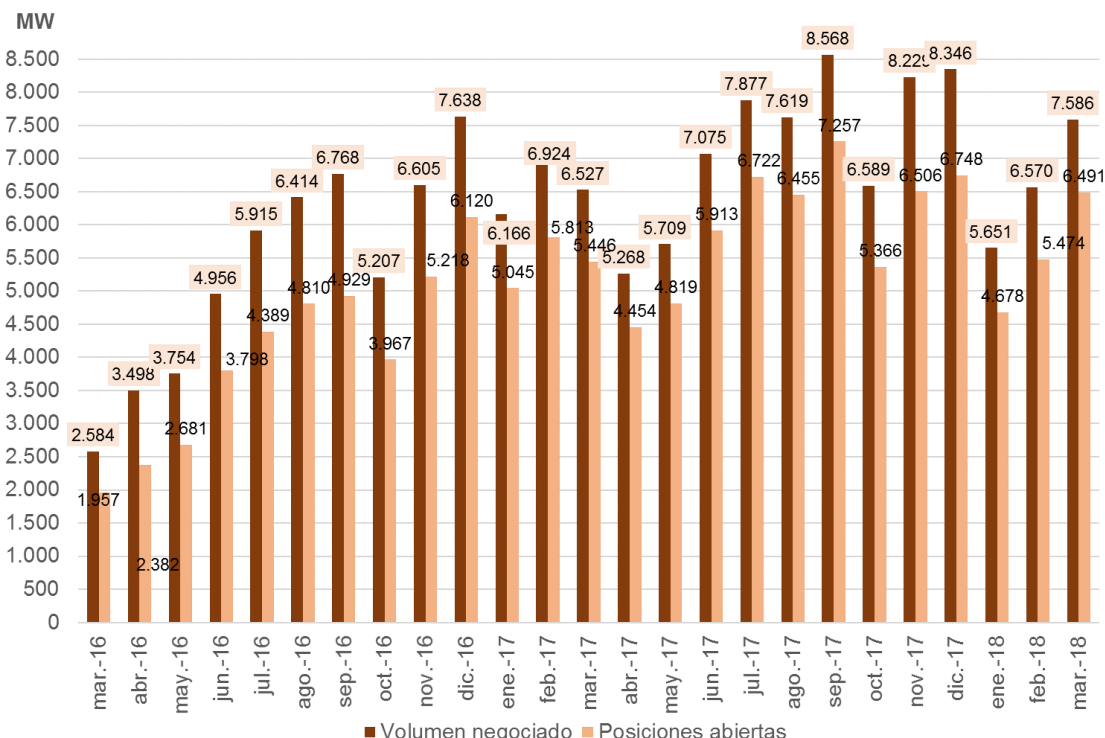
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2018 (16.484 MW), el 46% (7.586 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje superior al registrado en OMIClear. De dichas posiciones registradas en ECC, el

²⁶ 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.

²⁷ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

14,4% (1.095 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 85,6% restante (6.491 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2017 ascendió al 83,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁸ (MW)*
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



* 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 mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

²⁸ 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

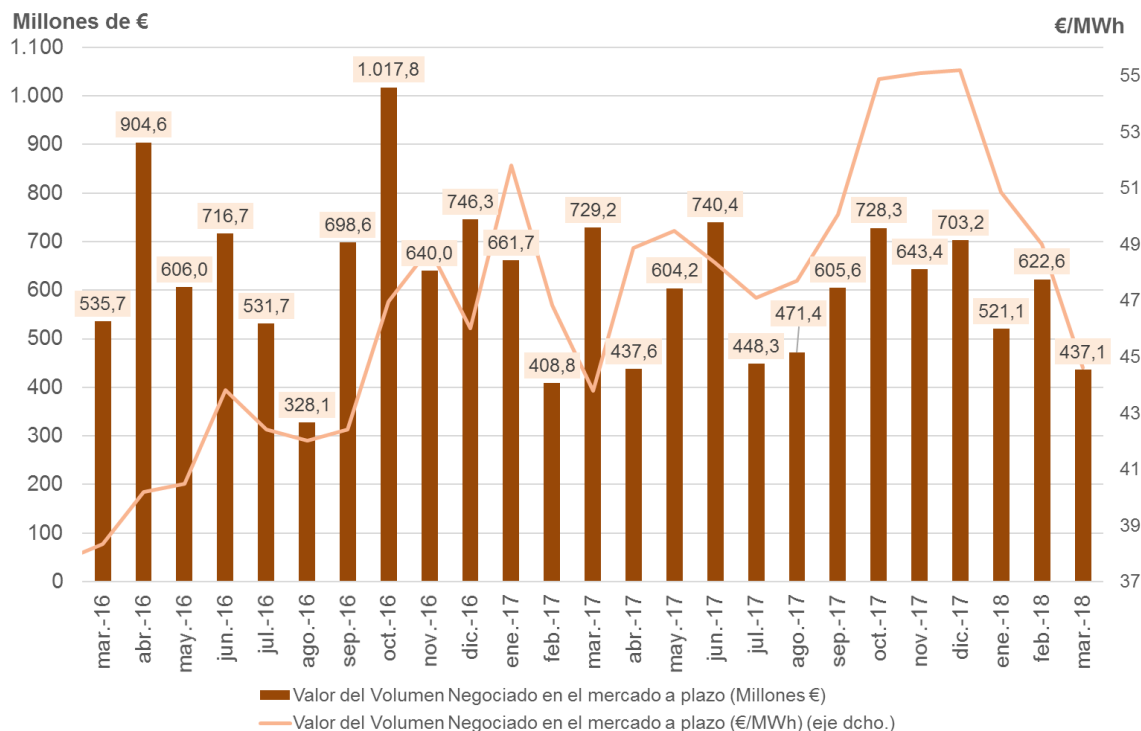
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁹– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra 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 marzo de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (9,8 TWh) fue de 437,1 millones de euros, inferior en un 29,8% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (622,6 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en marzo de 2018 en dichos mercados fue 44,61 €/MWh, un 9% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (49 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²⁹ 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: marzo de 2016 a marzo de 2018



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 29 de marzo de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en marzo de 2018³⁰ (14.459 GWh), bajo

³⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2018: mensual mar-18, trimestral Q1-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 77,6 millones de €³¹; superior en un 79,8% (43,1 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en febrero de 2018 negociados en dichos mercados (11.077 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en marzo de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 46,90 €/MWh, inferior en 2,69 €/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 marzo de 2018 (44,21 €/MWh)³². Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

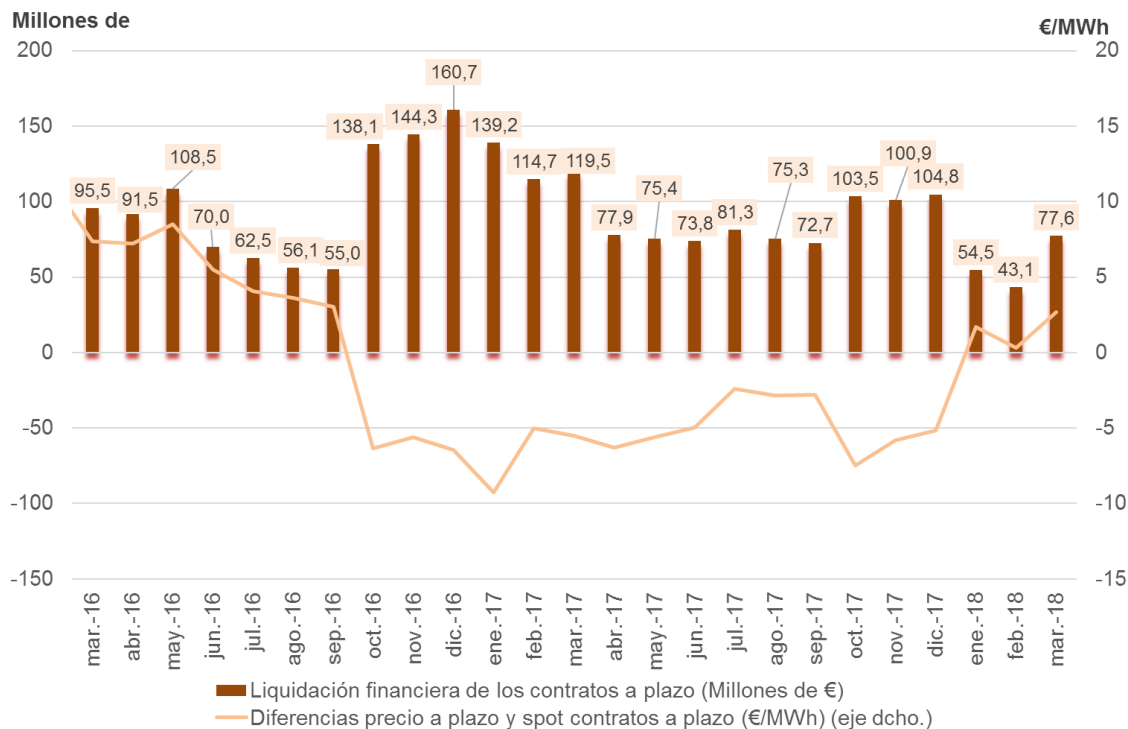
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de marzo de 2018 (mensual mar-18, trimestral Q1-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 48,34 €/MWh, superior en 2,98 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de marzo de 2018 (45,36 €/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 58 €/MWh y 39,90 €/MWh; respectivamente (véase Gráfico 19).
- El diferencial entre el precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) liquidados en marzo de 2018 y el precio spot de liquidación de dichos contratos fue 1,09 €/MWh.

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). Por tanto, la prima de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 fue negativa (-5,32 MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

³¹ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

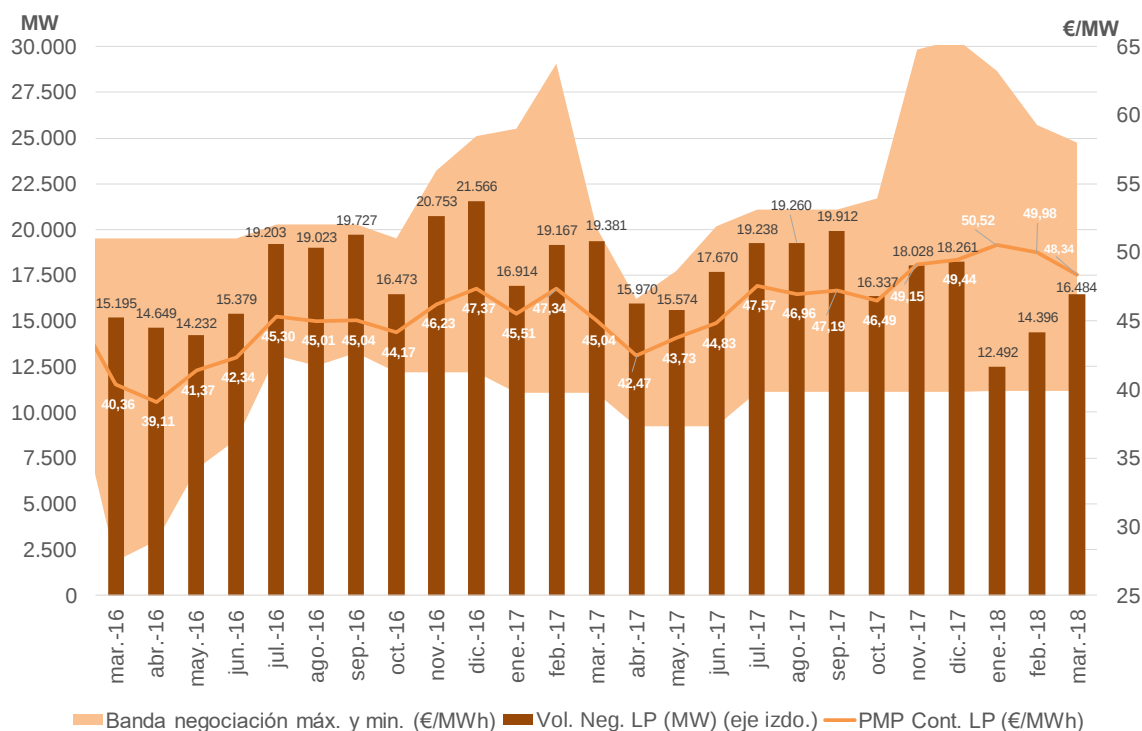
³² Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de marzo provienen de contratos Q1-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del primer trimestre de 2018 y anual 2018.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de marzo de 2018
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



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: marzo de 2016 a marzo de 2018**



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. Se observa que, en el mes de marzo de 2018, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés para todos los contratos considerados.

En marzo de 2018, las cotizaciones a plazo en España aumentaron para todos los contratos considerados, con la excepción del contrato mensual con liquidación en abril de 2018. Asimismo, en Alemania y Francia las cotizaciones a plazo aumentaron para todos los contratos considerados, en contra de la tendencia descendente de los precios medios de los respectivos mercados diarios en España, Alemania y Francia (-26,8%; -6,9% y -0,9% respectivamente).

En particular en el mercado español, el mayor aumento de precios a plazo se registró en el contrato mensual con liquidación en el cuarto trimestre de 2018 (incremento del 4,2% con respecto al mes anterior). En el mercado alemán y en el mercado francés, el mayor aumento se registró en la cotización del contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2018 (8,4% y 9,1% respectivamente).

A 27 de marzo 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 se situó en el mercado español (50 €/MWh; +3,2% respecto al mes anterior) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (35,95 €/MWh; +5,4%) y de la registrada en Francia (40,64 €/MWh; 3,5%).

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)		
	marzo-18	febrero-18	% Variación mar. vs. feb.	marzo-18	febrero-18	% Variación mar. vs. feb.	marzo-18	febrero-18	% Variación mar. vs. feb.
abr.-18	40,20	42,00	-4,3%	34,30	32,89	4,3%	37,12	36,23	2,5%
may.-18	47,55	46,69	1,8%	30,37	29,67	2,4%	31,10	29,91	4,0%
Q2-18	46,55	46,25	0,6%	32,80	31,60	3,8%	34,10	32,78	4,0%
Q3-18	53,95	52,30	3,2%	35,63	32,88	8,4%	36,27	33,25	9,1%
Q4-18	55,35	53,10	4,2%	40,97	38,15	7,4%	51,46	48,30	6,5%
YR-19	50,00	48,45	3,2%	35,95	34,10	5,4%	40,64	39,25	3,5%

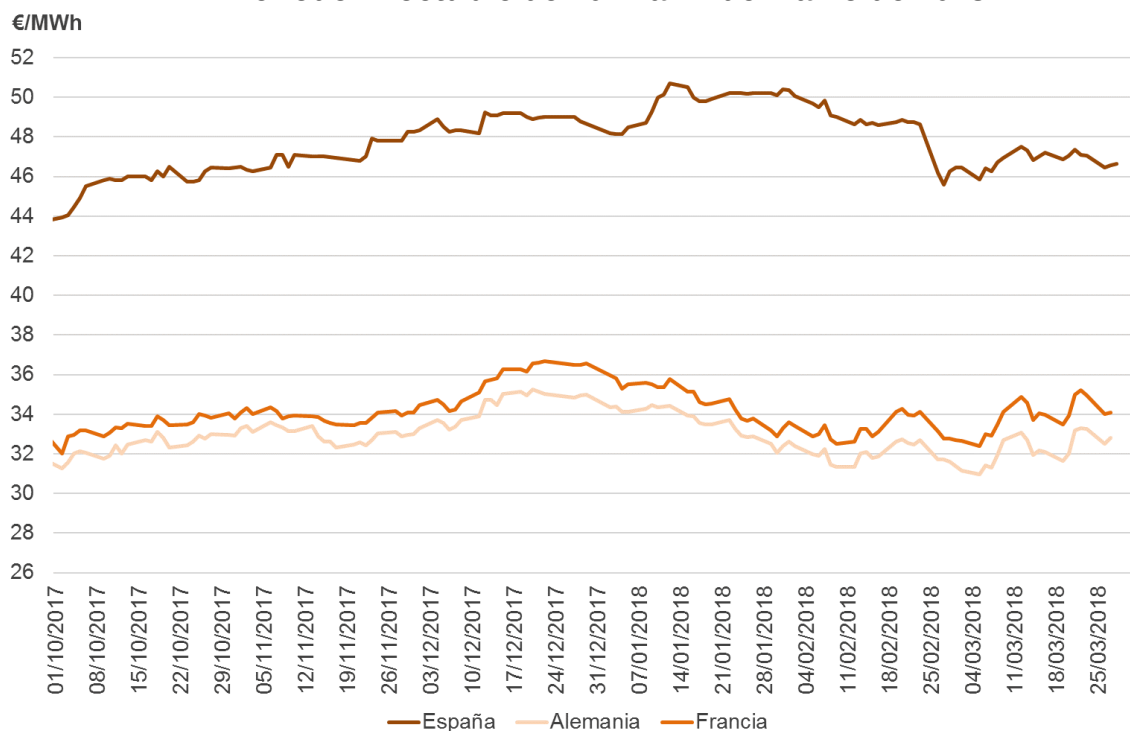
Nota: Cotizaciones de febrero a 28/02/2018 y cotizaciones de marzo a 27/03/2018.

* Subyacente precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria. El 15 de mayo de 2017, los reguladores energéticos de Alemania y de Austria (Bnetza y E-Control, respectivamente) acordaron dividir el actual mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria, con zona de precios única en dos zonas de precios, a partir del 1 de octubre de 2018. Por tanto, el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018, negociados con anterioridad a dicha fecha, será función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces³³. Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria.

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

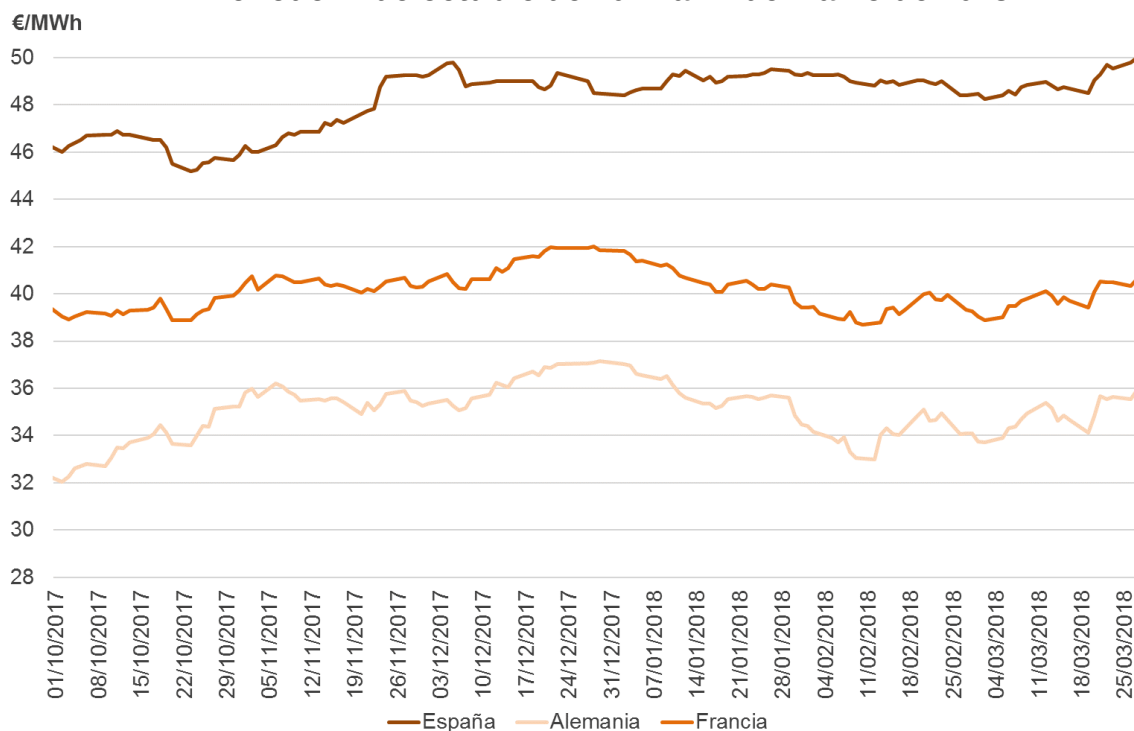
³³ En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que el peso sería de 9 a 1 en favor del precio spot alemán.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 octubre de 2017 a 27 de marzo de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de octubre de 2017 a 27 de marzo de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22) en el mes de marzo, el precio medio del mercado diario en España se situó en 40,18 €/MWh, registrando un descenso del 26,8% respecto al del mes anterior (54,88 €/MWh). El precio medio español se situó por encima del precio medio del mercado alemán (37,36 €/MWh, que descendió un 6,9% en relación al del mes anterior), pero por debajo del precio medio registrado en el mercado francés (48,26 €/MWh, que disminuyó un 0,9% respecto al del mes anterior).

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

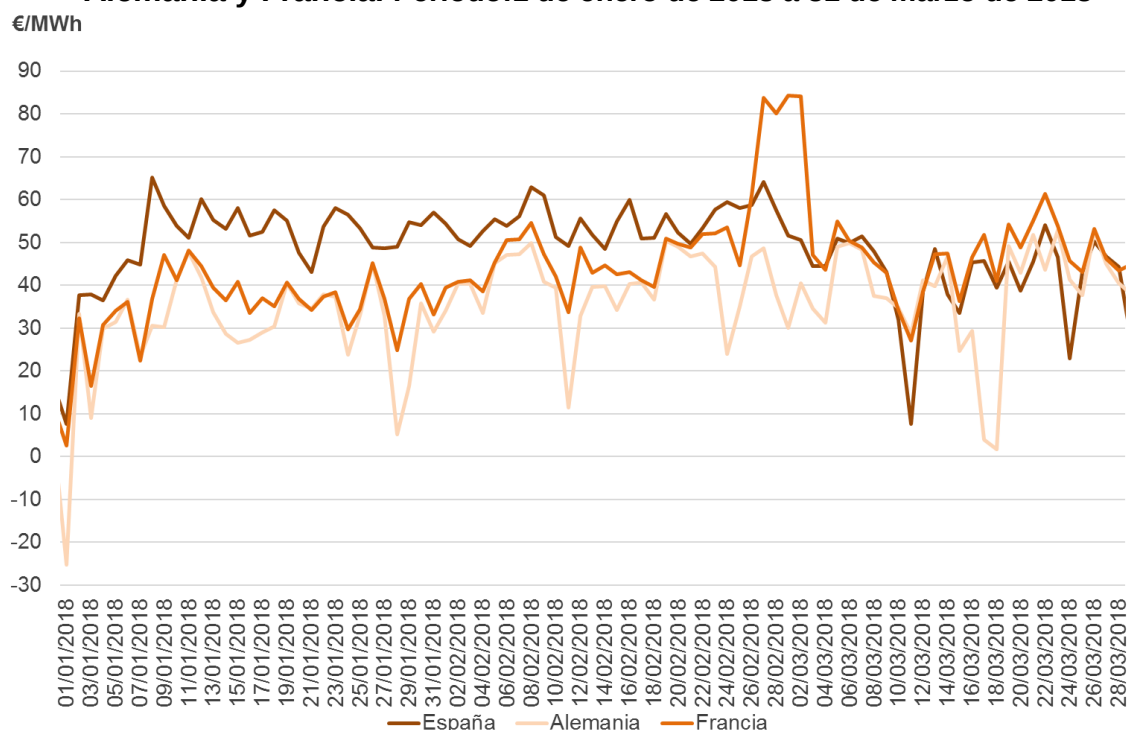
Precios medios	marzo-18	febrero-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	40,18	54,88	-26,8%
Alemania	37,36	40,12	-6,9%
Francia	48,26	48,70	-0,9%

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

En el Gráfico 22 se puede observar que para los meses de febrero y marzo de 2018 el precio medio diario más bajo en los tres mercados considerados se registró el día 1 de enero de 2018 en Alemania (-25,30 €/MWh), mientras que el

precio medio diario más alto en dichos mercados se registró el día 1 de marzo de 2018 en Francia (84,28 €/MWh). En este gráfico se puede observar que durante los dos primeros meses de 2018 los precios del mercado diario en Alemania y en Francia se mantuvieron por debajo de los precios del mercado diario en España (con la excepción de los precios del mercado diario en Francia registrados entre el 27 de febrero y el 2 de marzo de 2018). Sin embargo, en el mes de marzo el precio diario de los tres mercados se mantuvo en un rango similar, solo con ciertos días de excepción en los que los precios de los mercados español y alemán fueron inferiores.

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de enero de 2018 a 31 de marzo de 2018



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 OMIClear³⁴ y en EEX-ECC³⁵, por mes de

³⁴ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de mayo se registró la primera y única transacción hasta el momento con subyacente precio spot francés en OMIP.

³⁵ 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 marzo de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (136.061 GWh en

negociación. El volumen negociado en marzo de 2018 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³⁶, registrados en ambas cámaras, ascendió a 136.061 GWh (inferior en un 16,7% al volumen negociado en el mes anterior, 163.356 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 21.408 GWh (un 4,2 % inferior al volumen negociado el mes anterior, 22.335 GWh). En 2017 del volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria, 1.793,8 TWh fueron registrados en OMIClear y en EEX-ECC. Por su parte, el volumen registrado en OMIClear y en EEX-ECC, de estos mismos contratos, con subyacente el precio de contado francés se situó en 253,7 TWh en 2017.

Alemania y 21.408 GWh en Francia) fueron 17,9 y 2,8 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (7.587 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

³⁶ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre 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 ya que, si bien actualmente Alemania y Austria constituyen una zona de precios única, a partir del 1 de octubre de 2018 se dividirá en dos zonas de precios.

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: marzo de 2016 a marzo de 2018

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
mar-16	163.904	32.328
abr-16	257.326	58.339
may-16	176.254	33.484
jun-16	260.533	31.720
jul-16	167.367	21.279
ago-16	129.998	13.380
sep-16	234.949	44.002
oct-16	256.104	52.988
nov-16	292.783	41.935
dic-16	194.200	29.840
ene-17	214.598	14.811
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.841	12.492
may-17	166.993	18.419
jun-17	109.919	16.655
jul-17	94.721	14.411
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408

Nota: desde abril 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 mensuales³⁷ con liquidación en los meses de marzo de 2016 a marzo de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de marzo de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado alemán y francés registraron valores negativos (-1,05 €/MWh y -4,51 €/MWh, respectivamente), mientras que el mercado español la prima de riesgo ex post resultó positiva (3,92 €/MWh).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en marzo de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 52,80 €/MWh y 42,33 €/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 40,18 €/MWh) ascendieron a 12,62 €/MWh y a 2,15 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en marzo de 2018 ascendieron a 38,92 €/MWh y a 33,73 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 37,36 €/MWh) se situaron en 1,56 €/MWh y -3,63 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en marzo de 2018 ascendieron a 50,07 €/MWh y a 38,13 €/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 48,26 €/MWh), se situaron en -1,81 €/MWh y -10,13 €/MWh, respectivamente.

En promedio, en 2017 las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,07 €/MWh; +2,18 €/MWh y +1,02 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³⁷ 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 mar-16 a mar-18, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización es carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización es carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
mar-16	27,50	27,80	-0,30	22,59	24,29	-1,70	25,75	27,06	-1,31
abr-16	29,00	24,11	4,89	24,88	24,21	0,67	26,25	25,48	0,77
may-16	34,20	25,77	8,43	22,89	22,54	0,35	22,45	24,27	-1,82
jun-16	41,22	38,90	2,32	25,38	27,69	-2,31	25,67	28,01	-2,34
jul-16	43,30	40,53	2,77	25,60	27,19	-1,59	26,26	30,11	-3,85
ago-16	41,90	41,16	0,74	28,19	27,18	1,01	29,34	29,69	-0,35
sep-16	43,15	43,59	-0,44	28,60	30,49	-1,89	34,37	37,19	-2,82
oct-16	45,00	52,83	-7,83	33,07	37,13	-4,06	44,46	55,21	-10,75
nov-16	54,75	56,13	-1,38	42,99	38,22	4,77	98,33	65,14	33,19
dic-16	56,90	60,49	-3,59	38,18	37,48	0,70	81,73	59,26	22,47
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

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 marzo el precio spot del gas y los precios a plazo del carbón mostraron una tendencia descendente respecto al mes anterior. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo del NBP, así como los precios spot y a plazo del petróleo y de los derechos de emisión de CO₂, mostraron un comportamiento alcista.

Con datos a 29 de marzo de 2018, el precio spot y los precios de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y a doce meses aumentaron, respecto a las del mes anterior, un 2,4%, un 6,8% y un 6,2%; respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 67,32 \$/Bbl, 70,27 \$/Bbl y 65,22 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) descendió un 55,6%, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2018 aumentaron un 8%, un 9,3% y un

6,7%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos mencionados, se situaron al cierre de mes en 17,58 €/MWh, 15,97 €/MWh, 15,51 €/MWh y 17,53 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS³⁸) registró un descenso del 45,3%, situándose en 18,43 €/MWh al cierre de mes (29 de marzo), al igual que el precio spot del gas natural en Francia (TRS) que contabilizó un descenso del 48,2%, hasta situarse al cierre de mes en 19,27 €/MWh. El precio de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, descendió un 12,5%, situándose al cierre de mes en 19,60 €/MWh³⁹.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en abril, en el segundo trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia descendente. En particular, los precios de estos contratos disminuyeron un 2,6%, 2,2% y un 4% respectivamente, hasta situarse en 79,35 €/t, 79,50 €/t y 75,75 €/t, respectivamente.

Por el contrario, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ mostraron durante el mes de marzo una tendencia ascendente. Así, los precios a plazo de los derechos con vencimiento en diciembre de 2018 y en diciembre de 2019 se situaron, al cierre de mes, en 13,28 €/t CO₂ (+31,5%) y 13,36 €/t CO₂ (+31,5%), respectivamente.

³⁸ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁹ El 1 de octubre 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 CO₂

	Cotizaciones en Mar.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Feb.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	29-mar-18	Min.	Máx.	28-feb-18	Min.	Máx.	Mar. vs Feb.
Brent Spot	67,32	63,46	68,95	65,73	61,52	68,49	2,4%
Brent entrega a un mes	70,27	63,61	70,45	65,78	62,59	69,65	6,8%
Brent entrega a doce meses	65,22	60,54	65,66	61,43	59,38	65,29	6,2%
Gas natural Europa	29-mar-18	Min.	Máx.	28-feb-18	Min.	Máx.	Mar. vs Feb.
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	17,58	16,46	78,50	39,59	16,77	39,59	-55,6%
Gas NBP entrega Q2-18	15,97	14,83	16,42	14,79	14,32	15,28	8,0%
Gas NBP entrega Q3-18	15,51	14,19	15,51	14,20	13,87	14,58	9,3%
Gas NBP entrega Q4-18	17,53	16,43	17,53	16,44	16,16	16,82	6,7%
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh							
MIBGAS Spot	18,43	18,43	33,94	33,69	19,74	33,69	-45,3%
PVB-ES a un mes	19,60	19,00	21,43	22,40	20,05	22,40	-12,5%
TRS Spot	19,27	18,64	49,05	37,21	17,96	37,21	-48,2%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	29-mar-18	Min.	Máx.	28-feb-18	Min.	Máx.	Mar. vs Feb.
Carbón EEX ARA Abr-18	79,35	78,04	82,33	81,50	79,06	87,18	-2,6%
Carbón EEX ARA Q2-18	79,50	78,04	82,34	81,25	78,61	86,95	-2,2%
Carbón EEX ARA Cal-19	75,75	73,00	79,23	78,88	76,20	83,34	-4,0%
CO ₂ ICE EUA €/t _{CO2}	29-mar-18	Min.	Máx.	28-feb-18	Min.	Máx.	Mar. vs Feb.
Dchos. emisión EUA Dic-2018	13,28	9,99	13,68	10,10	8,80	10,15	31,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	13,36	10,05	13,76	10,16	8,86	10,21	31,5%

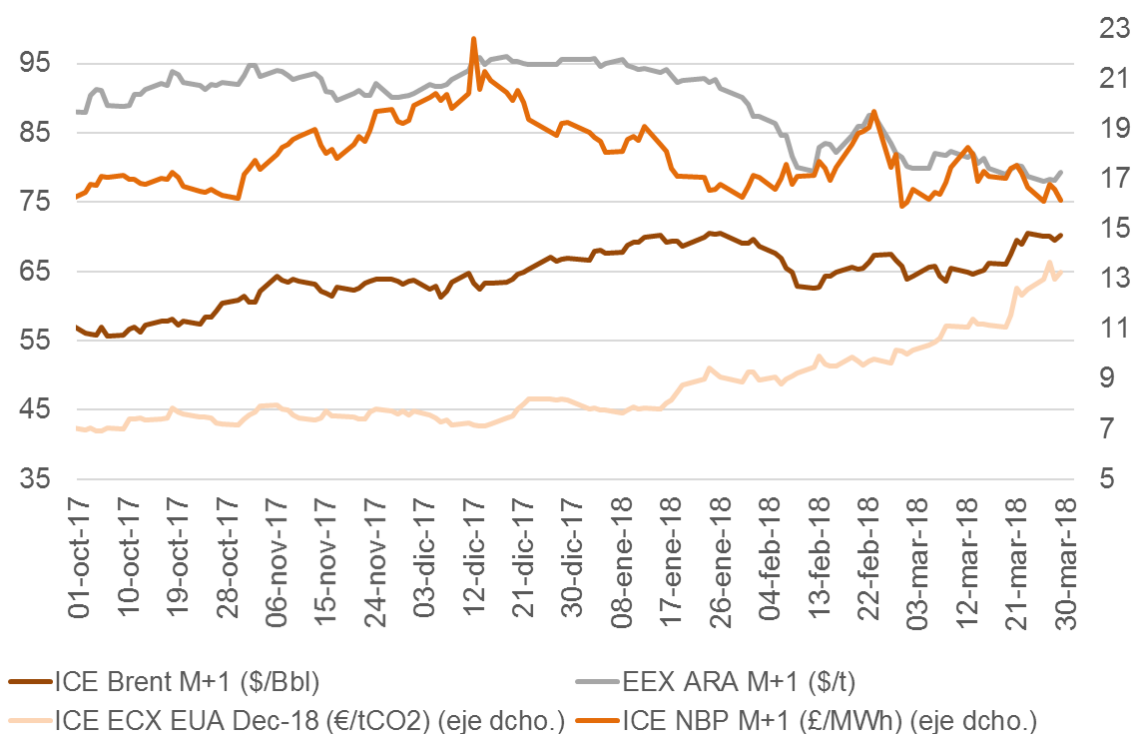
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS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

Nota: Cotizaciones de marzo a 29/03/2018, excepto para el Q2-18 cuyo último día de cotización es el 28/03/2018 y cotizaciones de febrero a 28/02/2018.

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

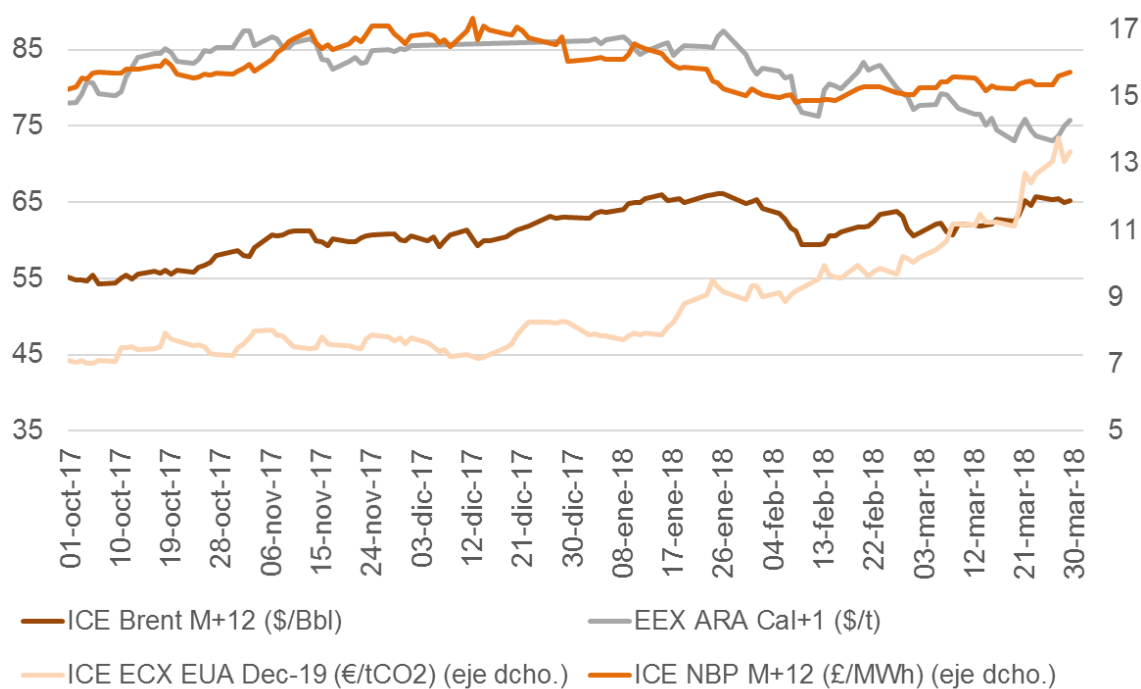
Las tendencias indicadas durante el mes de marzo se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

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 CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 octubre de 2017 a 31 de marzo de 2018



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 octubre de 2017 a 31 de marzo de 2018



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

Al cierre del mes de marzo de 2018 (29 de marzo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,23 \$/€ frente a 1,22 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 0,875 £/€, frente a 0,884 £/€ al final del mes anterior.

En el mes de marzo, el mantenimiento del compromiso de la OPEP de reducir la producción de crudo en 1,8 millones de barriles diarios hasta finales de 2018, junto a la mejoría de la economía a nivel general y la situación de tensión entre Estados Unidos y Rusia en Oriente Medio, han contribuido al incremento de las cotizaciones del Brent.

Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (referencia EEX ARA) han mostrado una tendencia descendente, en un contexto de aumento de las temperaturas, de reducción de la demanda y de recuperación de las reservas hidráulicas en Alemania, Francia, Italia y España.

Asimismo, tras la ola de frío registrada en Europa durante el mes de febrero y el retorno a unas temperaturas normales para la época del año, las referencias de precio a corto plazo del gas natural (NBP spot, MIBGAS spot, PVB-ES a 1 mes

vista y TRS spot) mostraron en el mes de marzo una tendencia descendente⁴⁰. Adicionalmente, en el mercado español, en la evolución descendente de las cotizaciones a corto plazo del gas natural en el mes de marzo habría incidido la disminución de la demanda eléctrica (en comparación con el mismo mes del año anterior) debido a la mayor contribución a la producción de electricidad de las tecnologías procedentes de fuentes renovables (en particular, de la hidráulica y de la eólica).

Por su parte, las cotizaciones a plazo del gas natural (referencia NBP) mostraron en el mes de marzo una tendencia alcista, en la que habrían incidido, entre otros factores, la nueva victoria electoral de Putin en las elecciones presidenciales rusas, la reciente crisis política entre el Reino Unido y Rusia, así como la incertidumbre sobre la construcción de los dos nuevos gasoductos previstos desde Rusia hacia Alemania (Nord Stream 2⁴¹) y Turquía (Turk Stream), ante la creciente oposición al proyecto por parte de Europa del este, Bruselas y Estados Unidos.

Asimismo, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂, con vencimiento en 2018 y en 2019, mantuvieron durante el mes de marzo una senda alcista, en el contexto de la aprobación formal por parte del Consejo europeo, el 27 de febrero de 2018, de la reforma del régimen de comercio de los derechos de emisión de CO₂ (RCDE) para el periodo posterior a 2020, que tiene como objetivo en 2030 la reducción en un 43%⁴² de las emisiones de CO₂ de los sectores a los que aplica el RCDE. Esta reforma, entre otros elementos, establece una reducción más rápida del número de derechos de emisión (a partir de 2021 la reducción será del 2,2% anual, en lugar del 1,74%) y el aumento (hasta finales de 2023) del número de derechos de emisión que se colocarán en la reserva de estabilidad del mercado⁴³.

Al cierre del mes de marzo (29 de marzo de 2018), la curva a plazo del Brent muestra una tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra una tendencia descendente hasta junio de 2018, con un cambio de tendencia a partir de julio de 2018 que se mantiene hasta febrero de 2019, a partir del cual se vuelve a apreciar un descenso de precios.

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

⁴⁰ Cabría destacar, no obstante, que el día 1 de marzo se registraron precios máximos históricos en los principales mercados europeos como consecuencia de las averías que se produjeron en el gasoducto BBL (entre Holanda e Inglaterra) y en una planta de procesamiento de gas de Noruega.

⁴¹ Proyecto aprobado por el gobierno alemán en febrero de 2018.

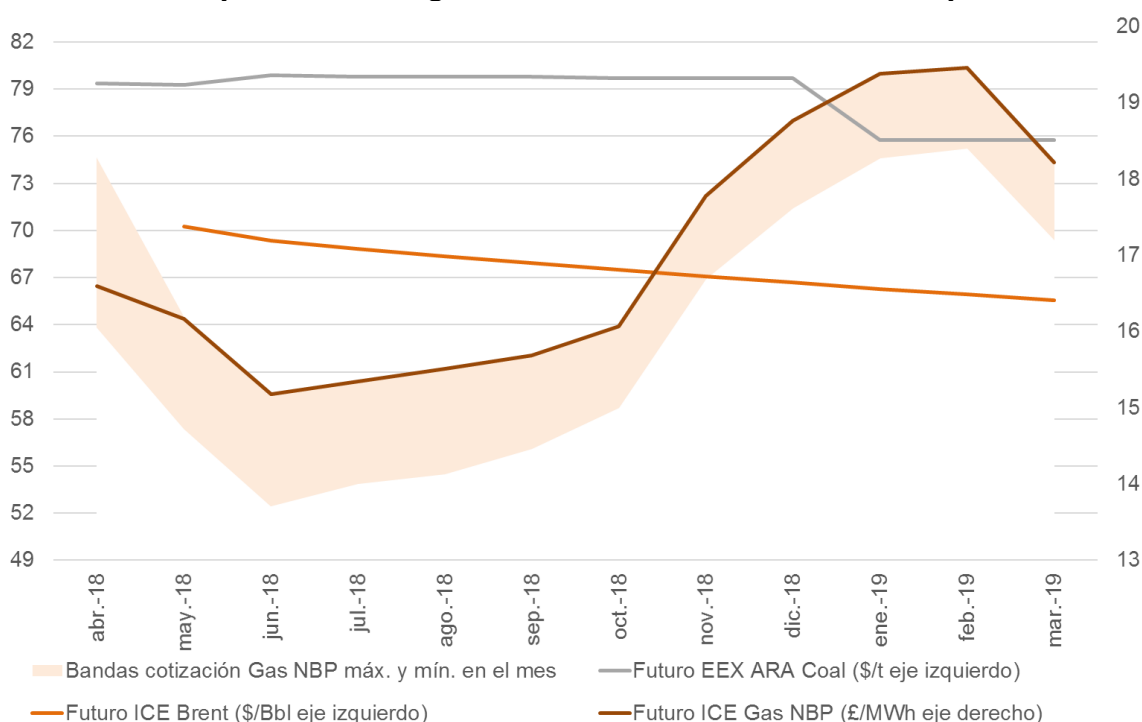
⁴² Dentro del objetivo global a 2030 de reducir las emisiones de CO₂ de la Unión Europea en un 40%.

⁴³ La finalidad de la reserva es corregir el gran excedente de derechos de emisión que se ha acumulado en el RCDE.

y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de marzo. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,30 €/MWh (0,96 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA se mantiene estable, a lo largo de 2018, en un nivel de precios promedio de 79,66 \$/t, mostrando un comportamiento descendente desde principios de 2019, con un mínimo de 75,75 \$/t, para el primer trimestre del año.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 29 de marzo de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



Nota: cotización del contrato mensual abril-18 del Gas NBP a 28/03/2018.

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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

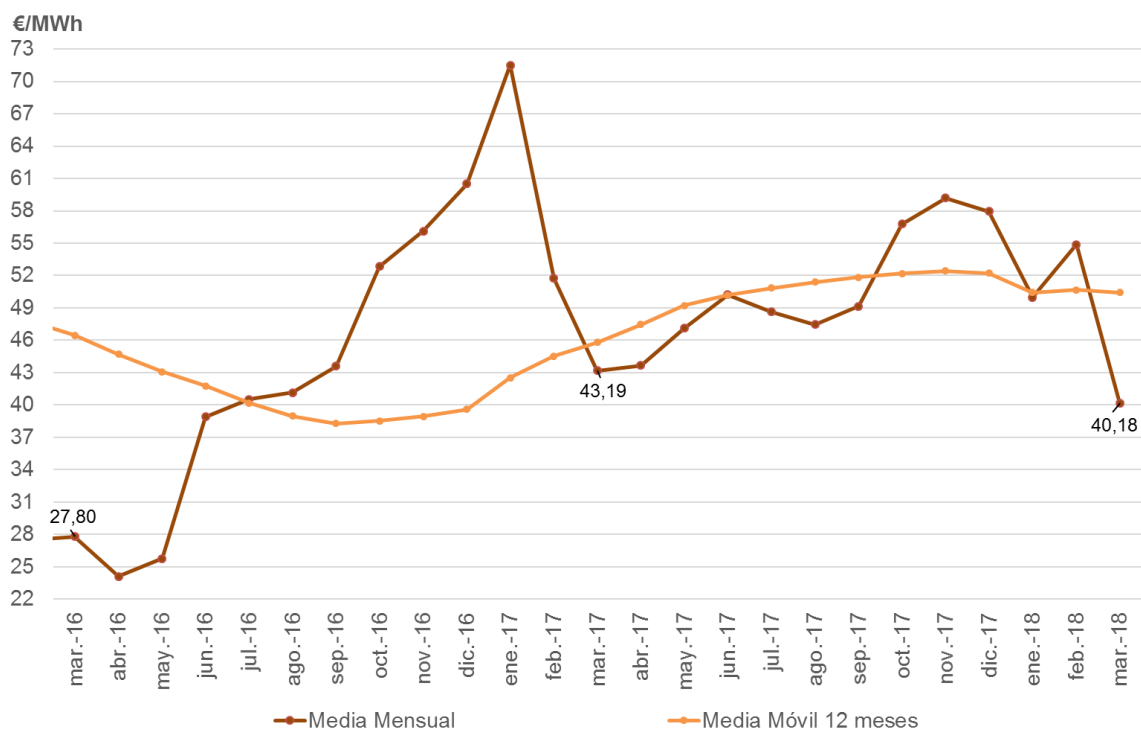
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre marzo de 2016 y marzo de 2018. En el mes de marzo de 2018 el precio spot medio mensual se situó en

40,18 €/MWh⁴⁴, un 26.8% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (54,88 €/MWh), y un 7% inferior al precio spot medio registrado en marzo de 2017 (43,19 €/MWh).

Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



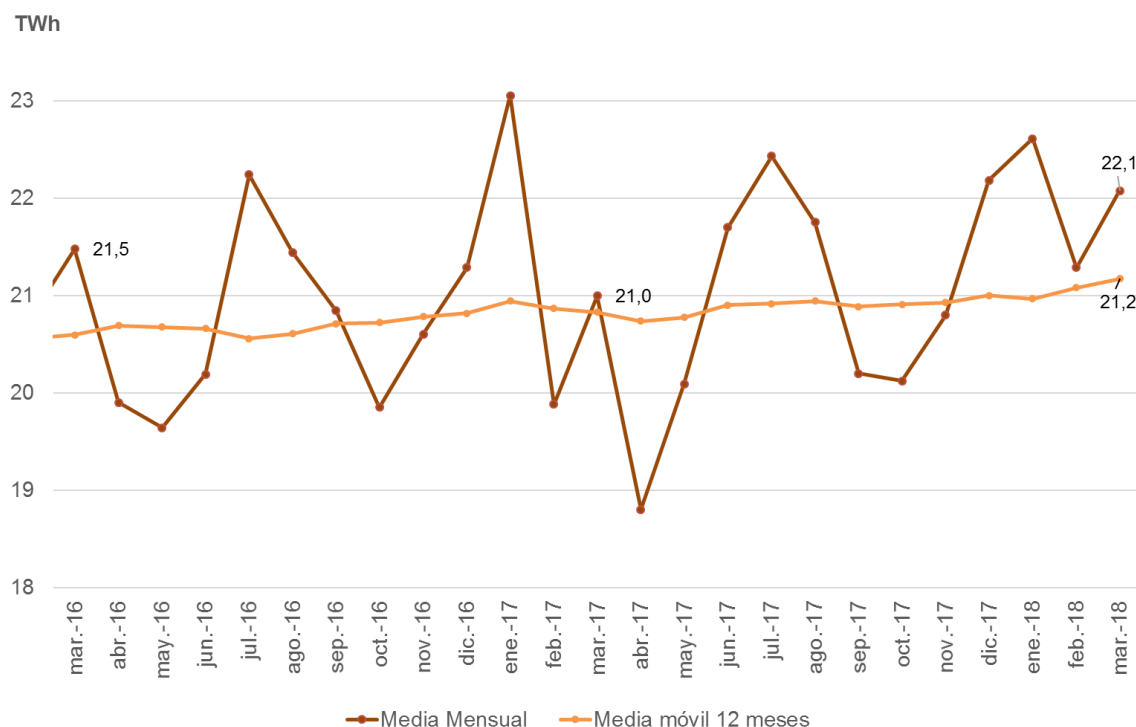
Fuente: OMIE.

En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de marzo, la demanda se cifró en 22,1 TWh, un 3,7% superior al valor registrado en el mes anterior (21,3 TWh)⁴⁵, y un 5,2% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (21 TWh en marzo de 2017). En el mes de marzo de 2018, la demanda fue un 4,3% superior a la media móvil anual (21,2 TWh).

⁴⁴ En marzo de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 39,75 €/MWh. En marzo de 2018 ha existido un precio diferente en 83 horas de un total de 743 horas (11,2% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio negativo de -0,43 €/MWh en esas horas. En 2017 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.174 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,24 €/MWh). Por tanto, en 586 horas de las 8.760 horas totales (6,7% del total de las horas de 2017) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: marzo de 2016 a marzo de 2018



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de marzo y febrero de 2018, marzo de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En marzo de 2018, en relación a la contribución por tecnología a la generación brutal total, destacó con respecto al mes anterior el incremento de la generación a través de centrales hidráulicas (+87,3%), así como de la generación eólica (+64,7%). Por el contrario, la generación a través de centrales térmicas de ciclo combinado y de carbón descendió notablemente, concretamente un 38,8% y un 62,5% respectivamente, frente al mes anterior.

Por tanto, el acentuado descenso del precio de mercado spot en el mes de marzo (14,70 €/MWh respecto al registrado en febrero) se debió principalmente al incremento de la generación procedente de fuentes renovables, junto con un descenso de la demanda media diaria por la mejora de las temperaturas. Asimismo, cabe destacar que el descenso del precio en marzo de 2018 respecto al del mismo mes del año anterior (7%) se debió también al incremento de la producción a partir de fuentes renovables en marzo de 2018 respecto a la de marzo de 2017 (+51,4%).

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

	mar-18	feb-18	mar-17	% Var. mar-18 vs. feb-18	% Var. mar-18 vs. mar-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,67	2,49	2,82	87,3%	65,5%	9,55	14,5%
Nuclear	4,50	4,59	5,27	-2,0%	-14,8%	14,17	21,5%
Carbón	1,32	3,52	1,80	-62,5%	-26,8%	7,87	11,9%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,21	1,98	1,41	-38,8%	-13,9%	5,49	8,3%
Eólica	7,69	4,67	4,73	64,7%	62,5%	17,69	26,8%
Solar fotovoltaica	0,55	0,46	0,68	20,2%	-18,7%	1,42	2,2%
Solar térmica	0,23	0,22	0,34	0,9%	-34,2%	0,58	0,9%
Otras renovables ⁽²⁾	0,28	0,31	0,29	-8,8%	-2,1%	0,89	1,4%
Cogeneración	2,47	2,26	2,35	9,1%	5,0%	7,21	10,9%
Residuos	0,28	0,26	0,28	4,5%	0,0%	0,83	1,3%
Total Generación	23,18	20,77	19,96	11,6%	16,1%	65,68	99,6%
Consumo en bombeo	-0,72	-0,24	-0,33	208,1%	118,1%	-1,34	-2,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,09	-0,10	-0,07	-8,0%	24,3%	-0,28	-0,4%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,29	0,85	1,45	-133,4%	-119,7%	1,91	2,9%
Total Demanda transporte	22,08	21,29	21,00	3,7%	5,2%	65,97	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.

