



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*FEBRERO 2016*)

10 de marzo de 2016

IS/DE/003/16

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	7
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	12
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	15
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
3. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	23
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	23
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	27
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-16 y Cal-17 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	34
3.5. Análisis de los precios spot en España	34

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

Durante el mes de febrero de 2016, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España continuaron con la fuerte tendencia descendente iniciada en enero de 2016.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en marzo, abril y mayo de 2016 contabilizaron descensos del 23,9%, 17,9% y 9,3%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2016 y primer trimestre de 2017 experimentaron caídas del 9,5%, 1,9%, 1,6% y 2,6%, respectivamente. En concreto, los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes (29 de febrero) en 36,35 €/MWh el Q2-16, 44,40 €/MWh el Q3-16, en 42,55 €/MWh el Q4-16 y en 41,24 €/MWh el Q1-17.

Asimismo, la cotización de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 descendieron un 3,7% y un 3,9% respecto a la registrada en el mes anterior y se situó a cierre de mes (29 de febrero) en 39,95 €/MWh y 39,88 €/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.

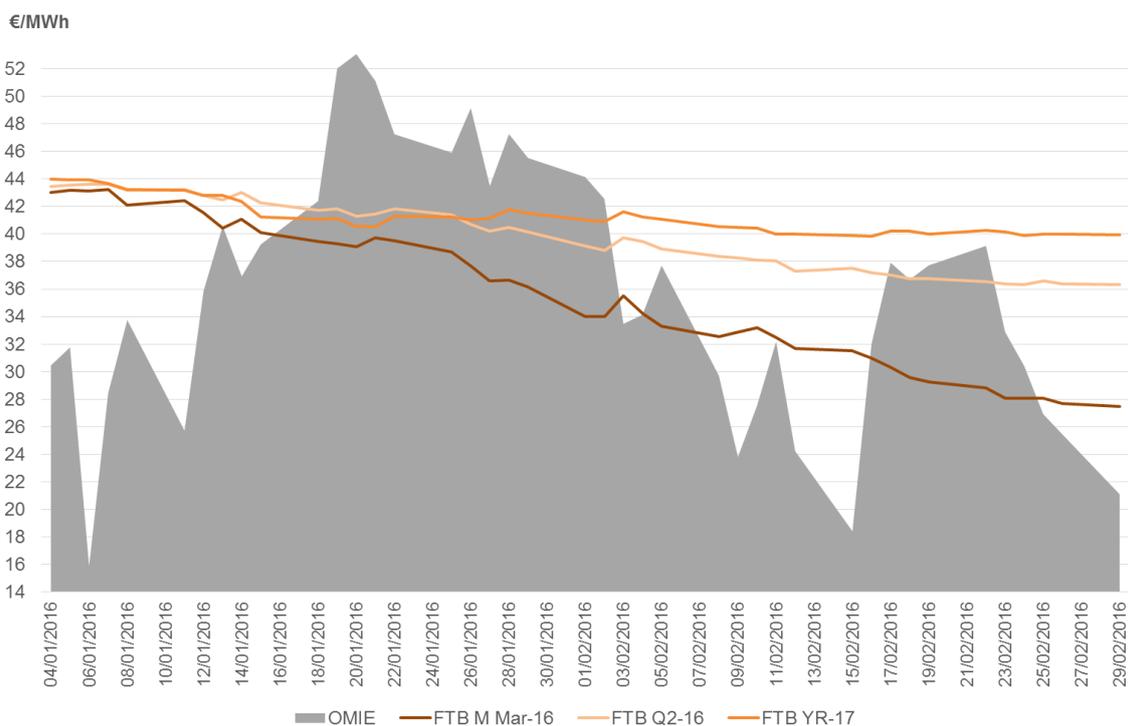
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE FEBRERO DE 2016				MES DE ENERO DE 2016				% Variación últ. cotización feb-16 vs. ene-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Mar-16	27,50	35,50	27,50	31,14	36,15	43,25	36,15	40,16	-23,9%
FTB M Apr-16	29,30	34,87	29,00	31,76	35,67	39,64	35,67	38,39	-17,9%
FTB M May-16	37,18	40,42	37,10	38,39	41,00	44,80	40,42	42,74	-9,3%
FTB Q2-16	36,35	39,70	36,33	37,62	40,15	43,63	40,15	42,12	-9,5%
FTB Q3-16	44,40	45,55	44,10	44,56	45,25	49,20	44,53	46,82	-1,9%
FTB Q4-16	42,55	43,52	42,35	42,70	43,25	45,73	42,25	43,94	-1,6%
FTB Q1-17	41,24	43,13	40,59	41,63	42,36	45,19	40,55	42,12	-2,6%
FTB YR-17	39,95	41,60	39,85	40,36	41,50	44,00	40,90	42,79	-3,7%
FTB YR-18	39,88	41,49	39,83	40,28	41,48	45,25	42,21	43,49	-3,9%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de febrero a 29/02/2016 y cotizaciones de enero a 29/01/2016.

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 enero – 29 de febrero de 2016

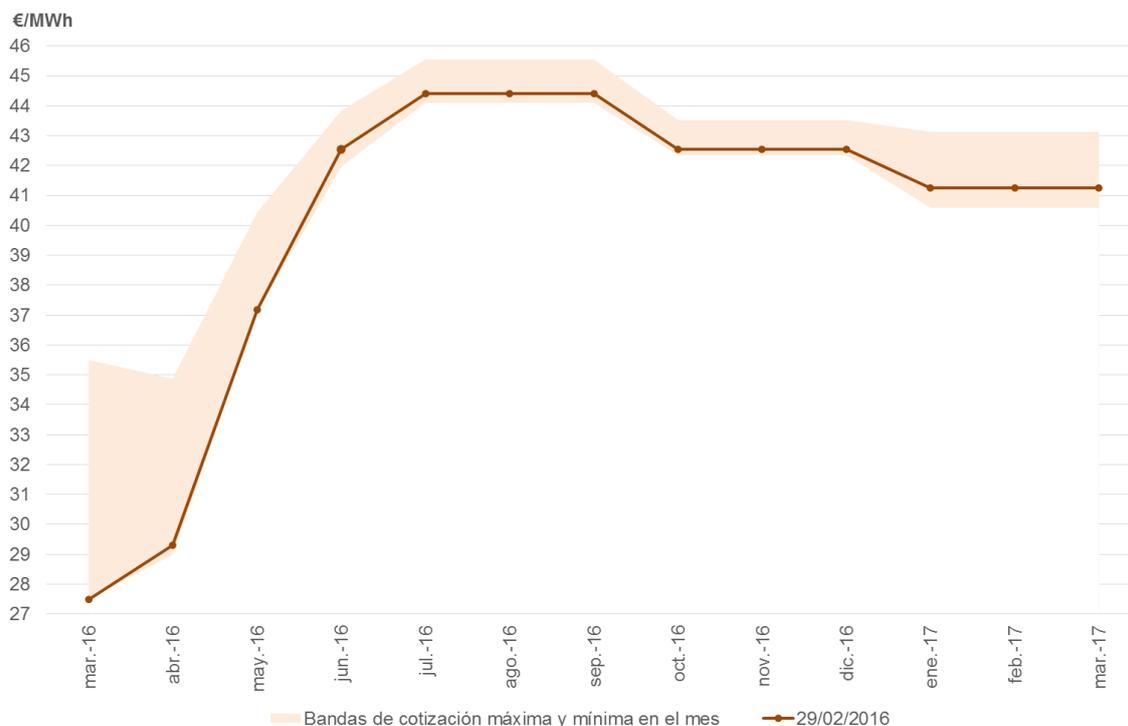


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP.

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de febrero de 2016. Se observa una tendencia creciente de la curva a plazo hasta el horizonte de liquidación septiembre de 2016, que se interrumpe a partir del cuarto trimestre de 2016. Los precios a plazo para el

horizonte de liquidación cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2017 se estabilizan en torno a los 42 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de febrero de 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

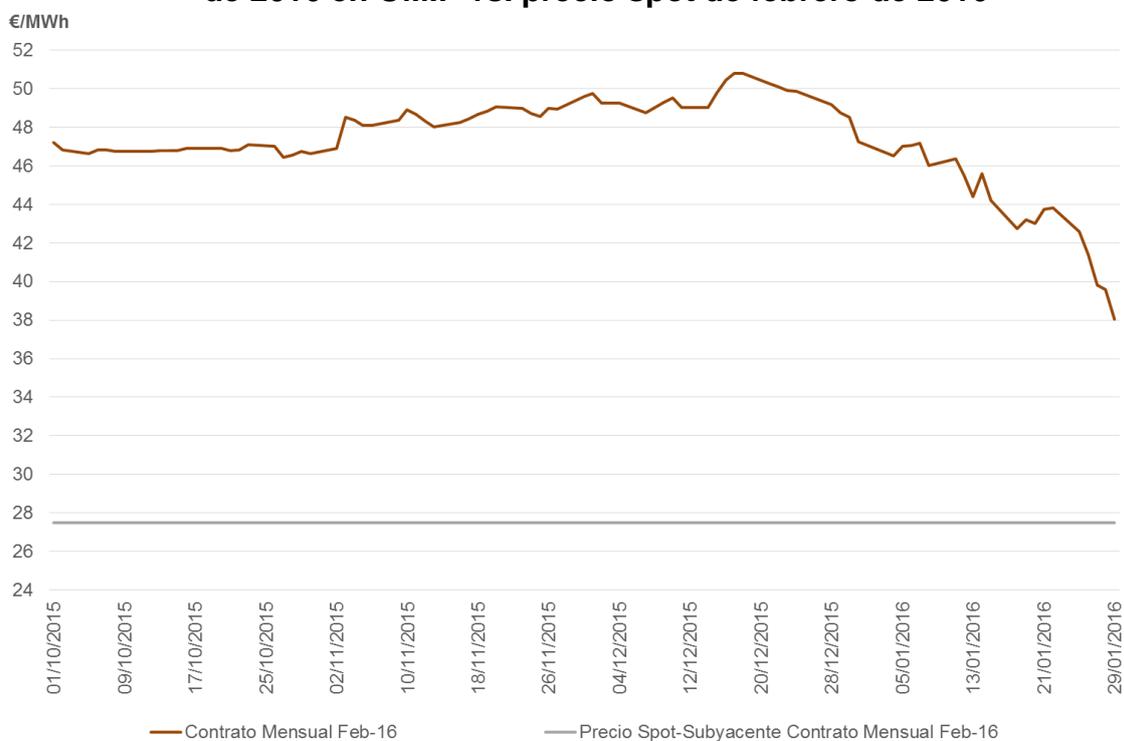
En el mes de febrero, el precio medio del mercado diario (27,50 €/MWh) descendió un 24,7% respecto al registrado en el mes anterior (36,53 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en febrero de 2016 (29 de enero de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 38,05 €/MWh para dicho mes, un 38,4% superior al precio spot finalmente registrado (27,50 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron respectivamente el 18 de diciembre de 2016 (máxima de 50,80 €/MWh) y el 29 de enero de 2016 (mínima de 38,05 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 12,75 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron positivas durante todo el horizonte de cotización del contrato. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante todo el periodo de cotización del contrato.

² Del 1 de octubre de 2015 al 29 de enero de 2016.

³ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en febrero de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en febrero de 2016.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en febrero de 2016 en OMIP vs. precio spot de febrero de 2016



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

Para el mes de marzo de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 29 de febrero), anticipa un precio medio del mercado diario de 27,50 €/MWh.

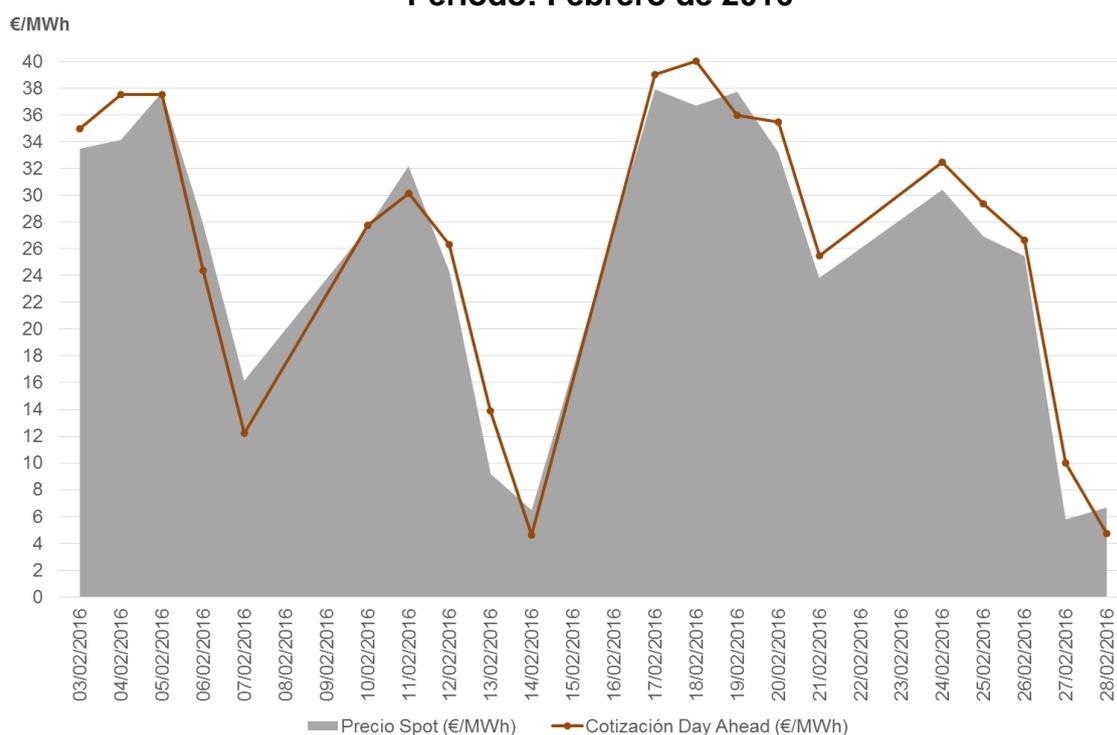
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En febrero de 2016 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 13 de febrero de 2016 y ascendió a 4,71 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en febrero de 2016 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación⁴) ascendió a 25,68 €/MWh, 0,75 €/MWh inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en febrero de 2016 (26,43 €/MWh).

⁴ 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 domingo y en lunes, el lapso entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

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) fue positiva (+0,75 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Febrero de 2016



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 EEX⁵– y no organizado –mercado OTC–). 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.

⁵ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de enero y febrero de 2016⁶.

En el mes de febrero de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 21,2 TWh, un 8,3 % superior al volumen registrado en el mes anterior (unos 19,6 TWh), y un 31,9% superior al volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mismo mes del año anterior (unos 16,1 TWh). En el acumulado de todo el año 2016 se han negociado 40,8 TWh, un 24,1% superior al volumen negociado durante enero y febrero de 2015 (32,9 TWh).

El volumen negociado en OMIP en febrero de 2016 representó el 16,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 12,1% en enero. En el conjunto de 2015, el volumen negociado en OMIP supuso el 9,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC+EEX).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en febrero de 2016 (21,2 TWh) representó el 102,2% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh); superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en dichos mercados en todo el año 2015 (155,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (248 TWh).

En el mes de febrero de 2016, 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),

⁶ 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.

BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX⁷) se situó en 12,6 TWh (11% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en febrero de 2016 para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó el 71,9%. En el mismo periodo del año 2015 dicho porcentaje fue inferior (34,8%), situándose para el conjunto de 2015 en un 54,2%.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual febrero 2016	Mes anterior enero 2016	% Variación	Acumulado 2016	Total 2015
OMIP	3.584	2.368	51,3%	58.843	15.364
EEX	115	104	10,7%	829	609
OTC	17.529	17.123	2,4%	457.840	139.959
OTC registrado y compensado*:	12.604	11.354	11,0%	184.554	75.838
<i>OMIClear</i>	4.345	4.164	4,3%	89.714	31.016
<i>BME Clearing</i>	3.828	3.478	10,1%	63.215	23.090
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	4.430	3.712	19,4%	31.625	21.731
Total (OMIP, EEX y OTC)	21.228	19.596	8,3%	517.511	155.932

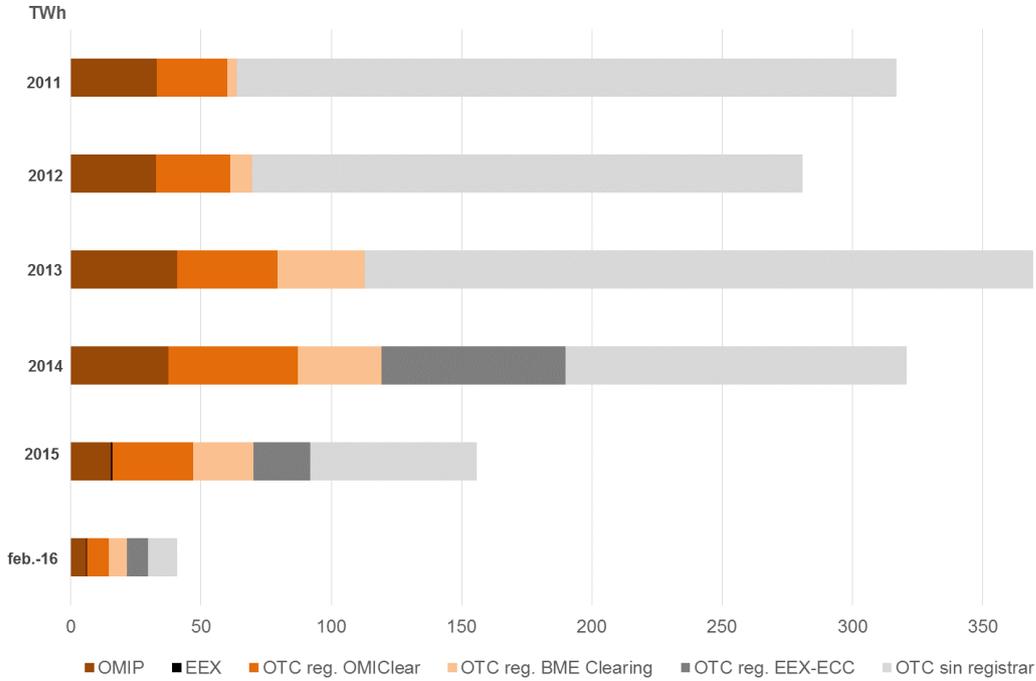
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 2011 hasta el 29 de febrero 2016, 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. En el Gráfico 6 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

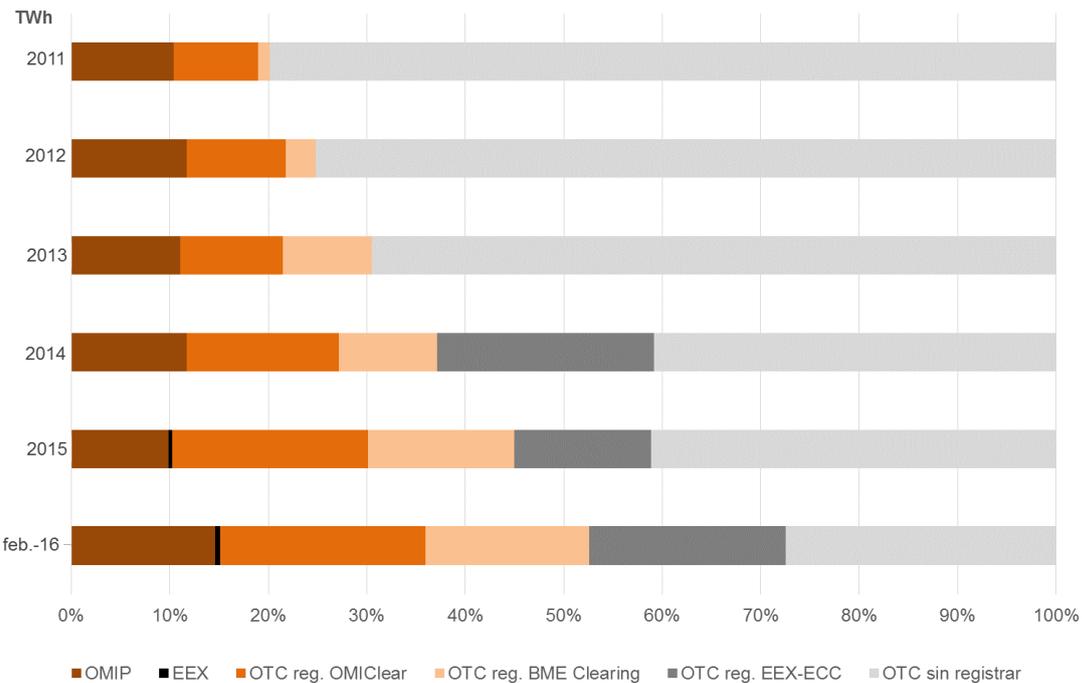
⁷ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan 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.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo (enero de 2011 a febrero de 2016)



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

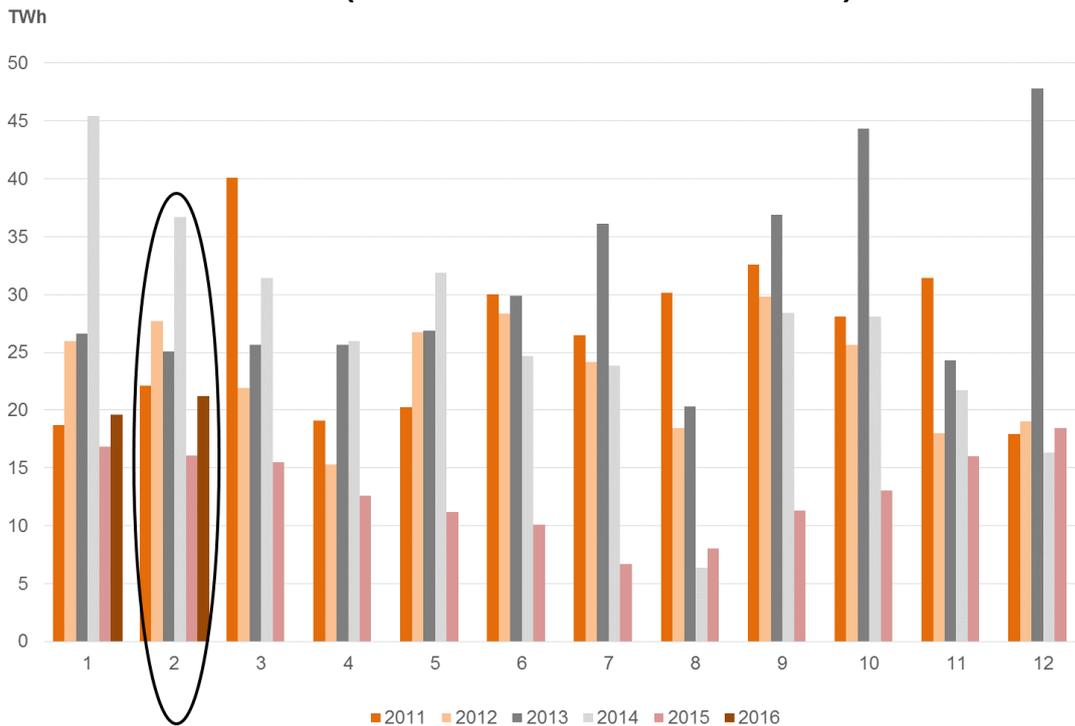
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2011 a febrero de 2016)



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 2011 hasta febrero de 2016. En el mes de febrero de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 21,2 TWh, un 31,9% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (16,1 TWh en febrero de 2015).

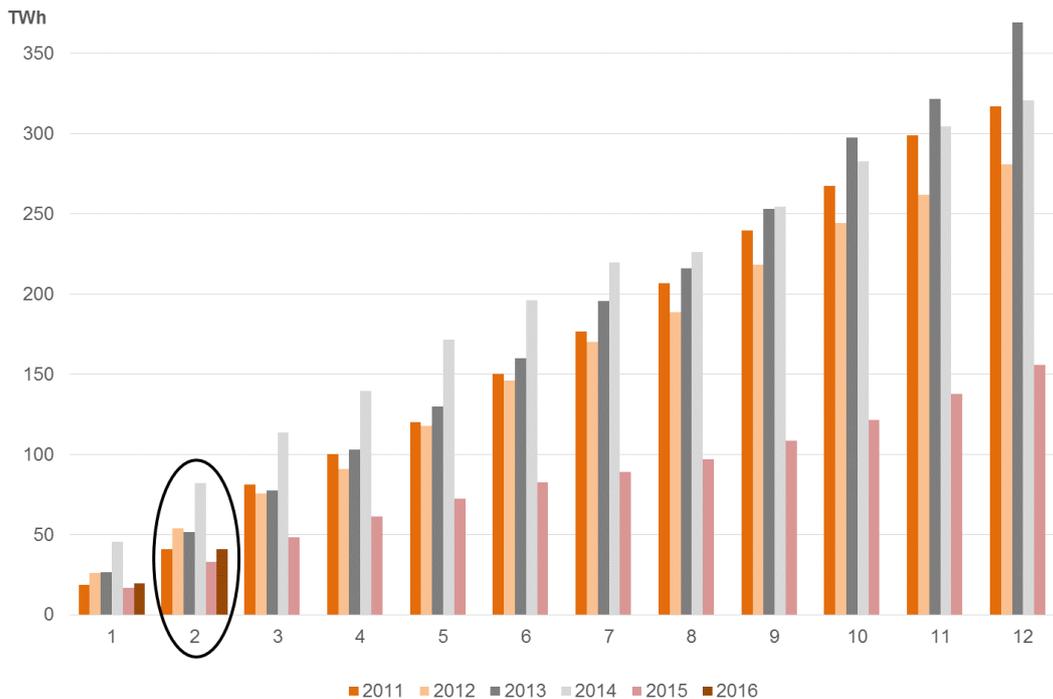
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2011 a febrero de 2016)



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 (enero de 2011 a febrero de 2016)



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 enero y febrero de 2016, 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 febrero de 2014 y febrero de 2016, 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 febrero de 2016 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 94,1% (20 TWh). En el mes de febrero de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (94,8%; 18,6 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 5,9% (1,3 TWh), siendo en el mes de febrero de 2015 dicho porcentaje de negociación inferior (5,2%; 1 TWh).

En febrero de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 42,1% (8,4 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (20 TWh)⁸. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 31,1% (6,2 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 aproximadamente a 1,5 TWh, el 24,5% de los contratos anuales negociados y el 7,2% del volumen total negociado en contratos de largo plazo. Por su parte, el contrato con vencimiento a tres años vista (Cal+3, con liquidación en 2019) aún no ha empezado a negociarse.

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 38,3% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,3 TWh)⁹, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 36,9% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

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

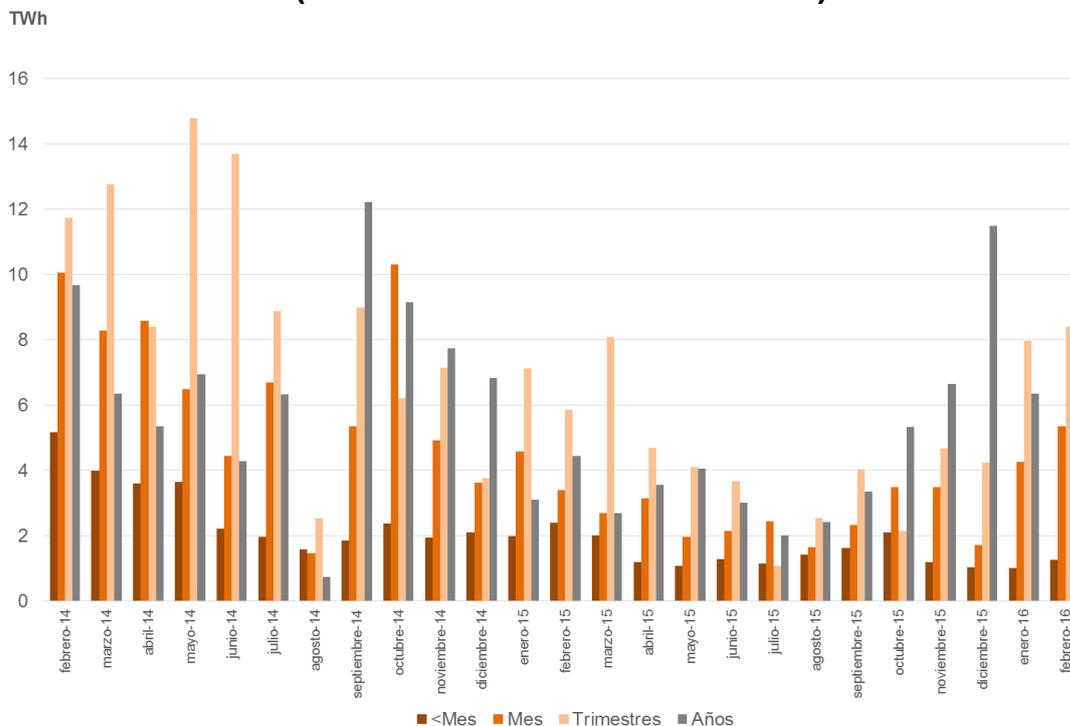
Tipo de contrato	Mes actual feb-16	Mes anterior ene-16	% Variación	Total 2015	% Total 2015
Diario	480	530	-9,6%	8.033	43,6%
Fin de semana	310	47	563,1%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	103	0,56%
Semana	462	433	6,7%	9.185	49,8%
Total Corto Plazo	1.252	1.010	23,9%	18.439	11,8%
Mensual	5.350	4.273	25,2%	32.771	23,8%
Trimestral	8.406	7.963	5,6%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	87	-100,0%	281	0,2%
Anual	6.220	6.263	-0,7%	52.183	38,0%
Total Largo Plazo	19.976	18.586	7,5%	137.493	88,2%
Total	21.228	19.596	8,3%	155.932	100%

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

⁸ En el mes de enero de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue similar (42,8%; 8 TWh).

⁹ En el mes de enero de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (52,5%; 0,5 TWh).

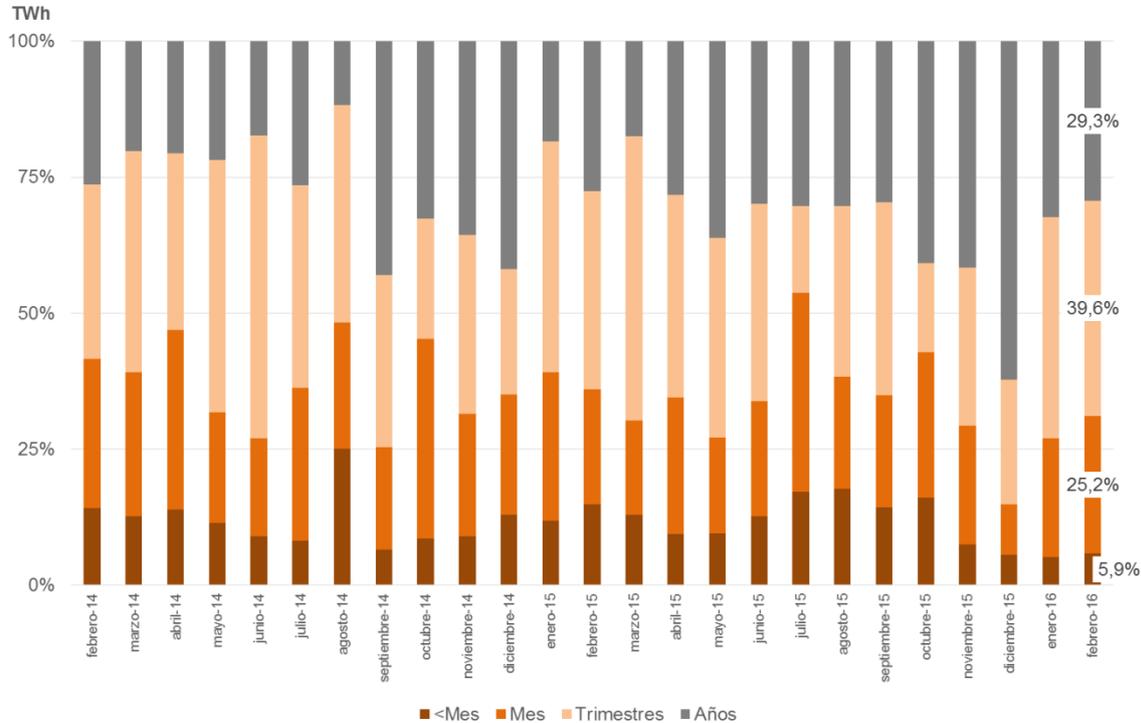
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (febrero de 2014 a febrero de 2016)



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 %) (febrero de 2014 a febrero de 2016)



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.

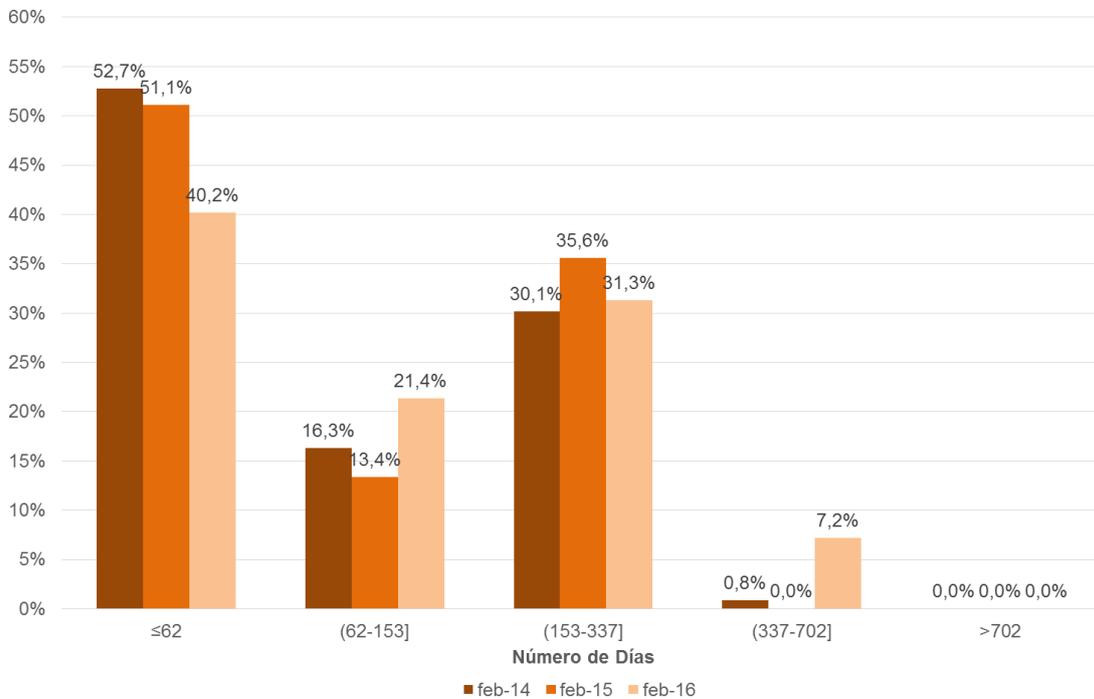
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 febrero de 2016, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 61,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de febrero de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación antes del tercer trimestre de 2016, inferior al porcentaje de contratos negociado en febrero de 2015 (64,4%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en febrero de 2016, ascendió a 1,5 TWh, el 7,2% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en febrero de 2015 no hubo negociación de contratos a dos años vista (véase Gráfico 11). El contrato Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) no fue negociado.

Gráfico 11. Volumen negociado (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.

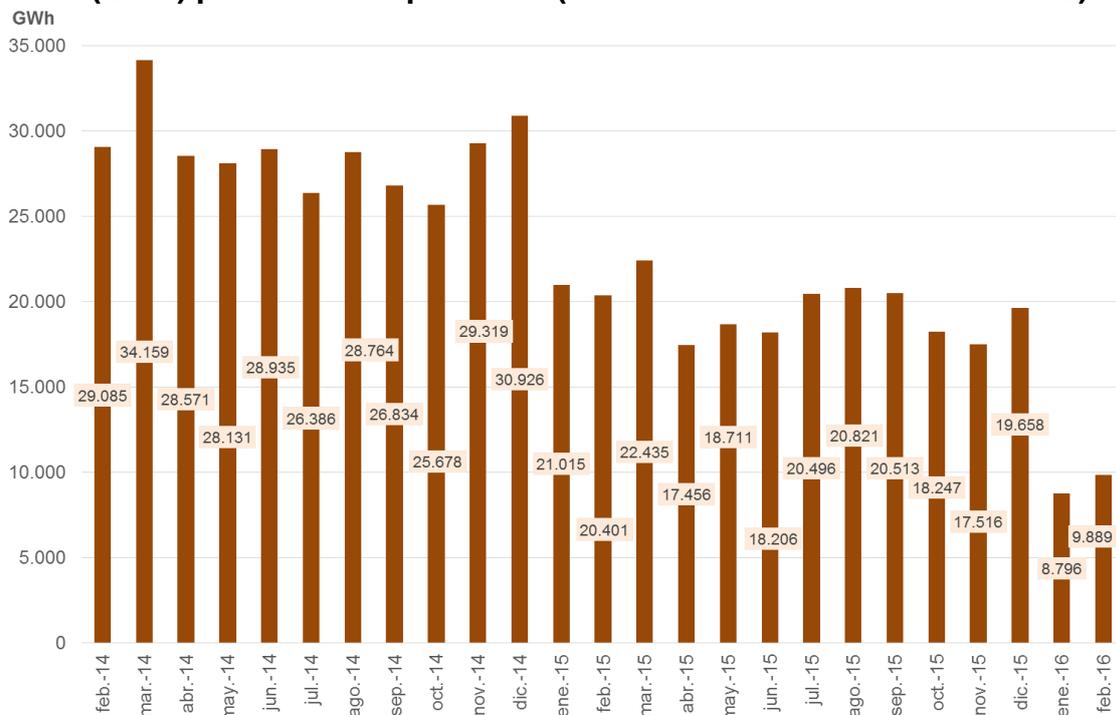
Hasta el 29 de febrero de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en febrero de 2016¹⁰ se situó en torno a 9.889 GWh, un 12,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2016 (8.796 GWh), y un 51,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2015 (20.401 GWh). Este descenso del volumen total negociado con liquidación en 2016 se debe a la disminución en los volúmenes negociados a lo largo de 2015.

¹⁰ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en febrero de 2016: mensual feb-16, trimestral Q1-16, anual-16, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en febrero de 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta el 29 de febrero de 2016 sobre contratos con liquidación en febrero de 2016, el 87,3% (8.637 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual feb-16, trimestral Q1-16 y anual 2016), mientras que el 12,7% restante (1.252 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2016 (9.889 GWh) representó el 47,6% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.777 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación (febrero de 2014 a febrero de 2016)



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

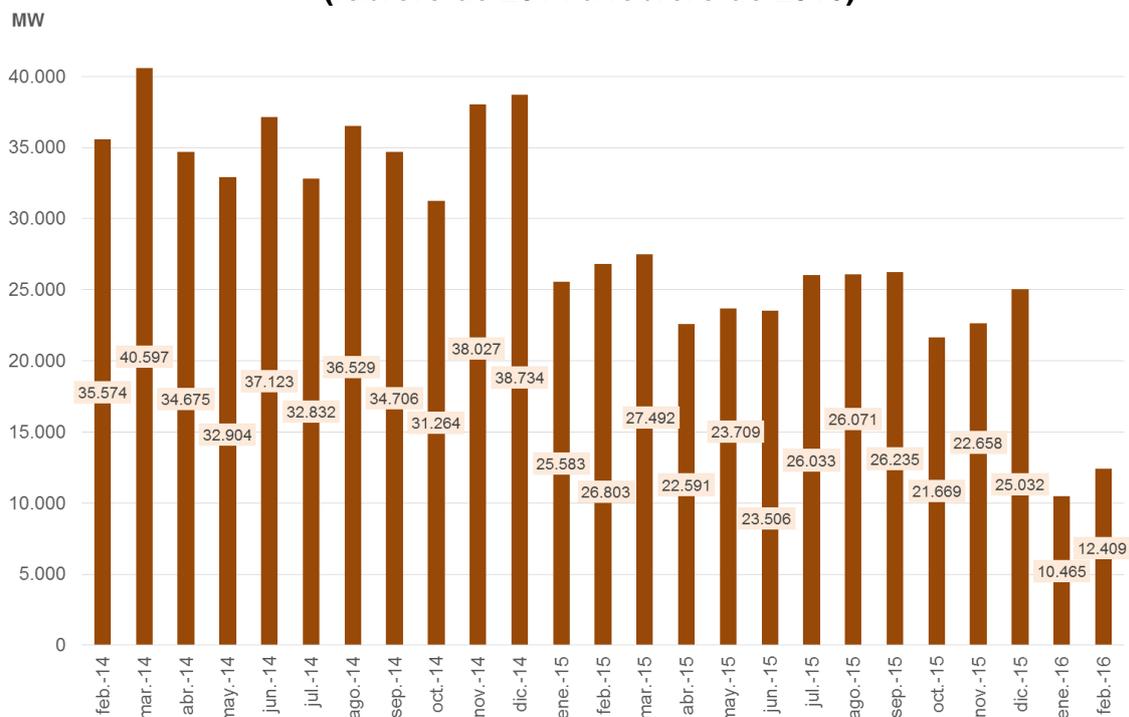
El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹¹. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en febrero de 2016 (feb-16, Q1-16 y anual 2016) se situó en torno a 12.409 MW, un 18,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes

¹¹ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

de enero de 2016 (10.465 MW) y un 53,7% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2015 (26.803 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de febrero de 2016 (12.409 MW) representó el 39,9% de la demanda horaria media de dicho mes (29.852 MW).

El 30,1% (3.733 MW) del volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de febrero de 2016 (12.409 MW) se registró en OMIClear¹² (véase Gráfico 14), el 14,6% (1.811 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 18% (2.235 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación* (febrero de 2014 a febrero de 2016)



* 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.

¹² Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP¹³ proporciona de 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.

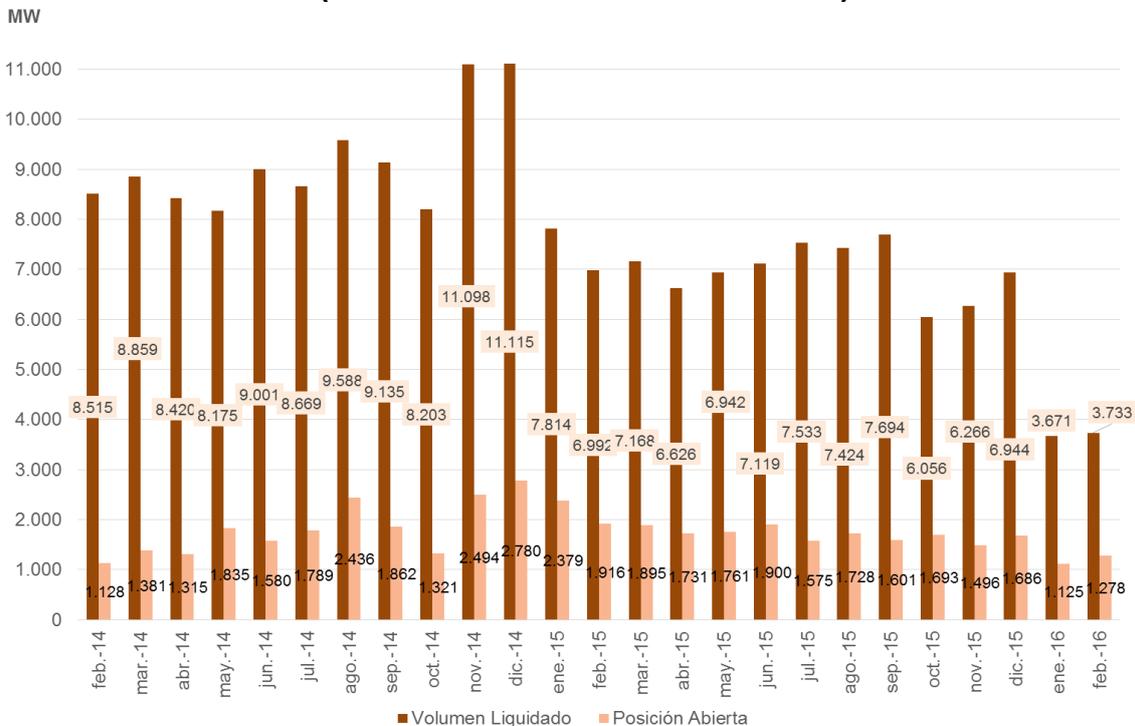
En este sentido, de los 3.733 MW con liquidación en febrero de 2016 que se registraron en OMIClear, el 65,8% (2.455 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 34,2% restante (1.278 MW) quedaron abiertas¹⁴ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 65,8% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁵ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en febrero de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2015 ascendió al 25,3%.

¹³ <http://www.omip.pt/>

¹⁴ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁵ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁶ (MW)*
 (febrero de 2014 a febrero de 2016)**



* 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 Clearing¹⁷, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

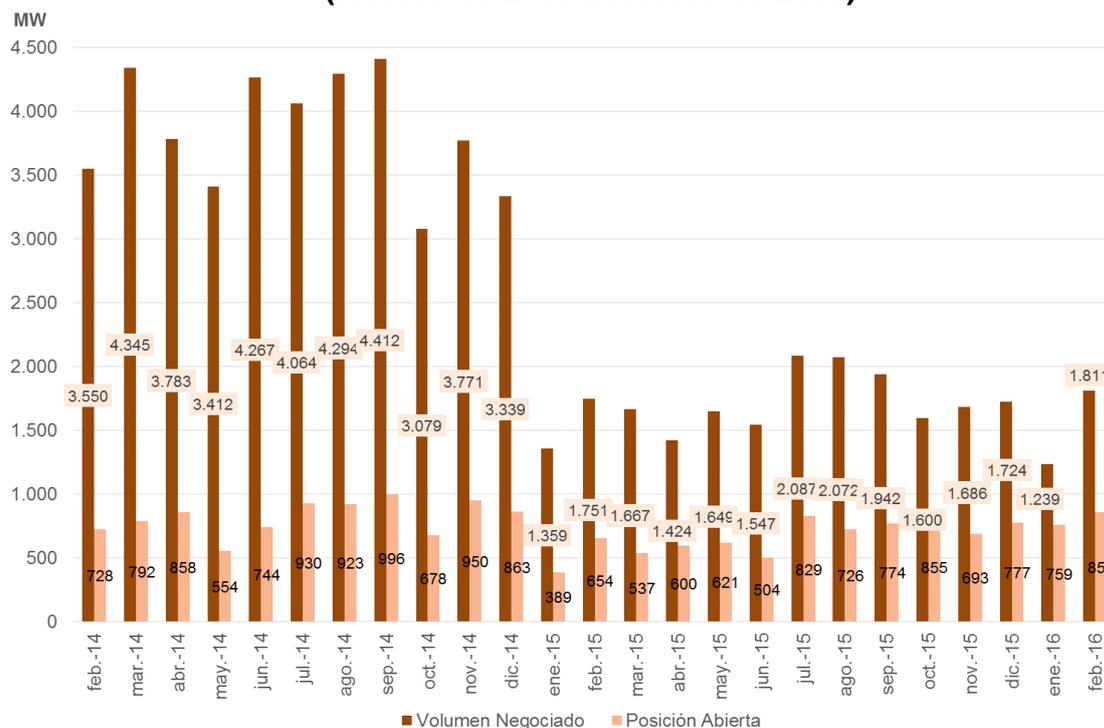
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2016 (12.409 MW), el 14,6% (1.811 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 52,7% (954 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,3%

¹⁶ 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.

¹⁷ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

restante (857 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2015 ascendió al 38,8%.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁸ (MW)*
 (febrero de 2014 a febrero de 2016)**



* 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

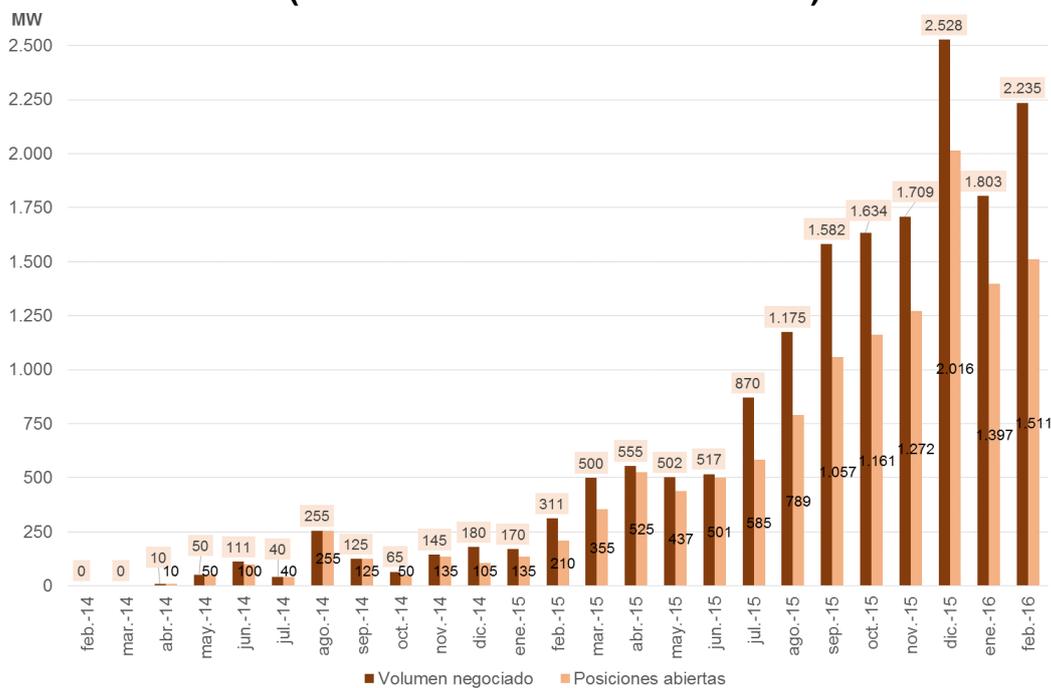
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC¹⁹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

¹⁸ 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.

¹⁹ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en febrero de 2016 (12.409 MW), el 18% (2.235 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 32,4% (724 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 67,6% restante (1.511 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2015 ascendió al 65,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁰ (MW)* (febrero de 2014 a febrero de 2016)



* 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. Los volúmenes de posición abierta que

²⁰ 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.

mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signos contrarios.

3. 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 3.1 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 3.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 3.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 3.4 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 3.5 examina los determinantes de los precios spot en España.

3.1. 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, Francia y Alemania. Se observa que, en el mes de febrero de 2016, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán y a las registradas en el mercado francés para todos los contratos.

En el mercado alemán, francés y español, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostrados presentaron tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto igualmente descendente del precio del mercado de contado. En el mercado alemán, el mayor descenso se registró en la cotización del contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2016 (-9,7%). Mientras que en el mercado francés y español, los mayores descensos se registraron en la cotización del contrato mensual con liquidación en marzo de 2016 (-21,4% y -23,9%, respectivamente).

A 29 de febrero de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (39,95 €/MWh; -3,7% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (21,45 €/MWh; -9,1%) y en Francia (25,81 €/MWh; -12,2%).

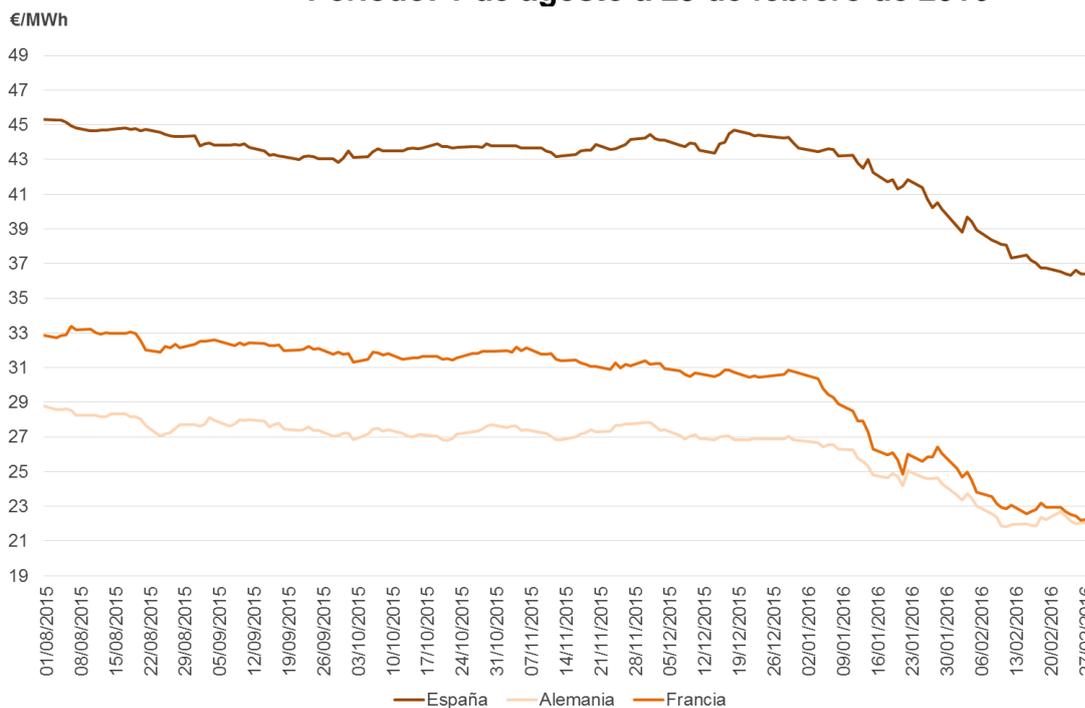
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	febrero-16	enero-16	% Variación feb. vs. ene.	febrero-16	enero-16	% Variación feb. vs. ene.	febrero-16	enero-16	% Variación feb. vs. ene.
mar-16	27,50	36,15	-23,9%	22,59	24,78	-8,8%	25,75	32,75	-21,4%
abr-16	29,30	35,67	-17,9%	23,20	25,41	-8,7%	25,32	28,53	-11,3%
Q2-16	36,35	40,15	-9,5%	21,94	24,31	-9,7%	22,34	26,05	-14,2%
Q3-16	44,40	45,25	-1,9%	22,37	24,55	-8,9%	22,40	25,15	-10,9%
Q4-16	42,55	43,25	-1,6%	24,16	26,15	-7,6%	29,76	33,35	-10,8%
YR-17	39,95	41,50	-3,7%	21,45	23,59	-9,1%	25,81	29,38	-12,2%

Nota: Cotizaciones de febrero a 29/02/2016 y cotizaciones de enero a 29/01/2016.

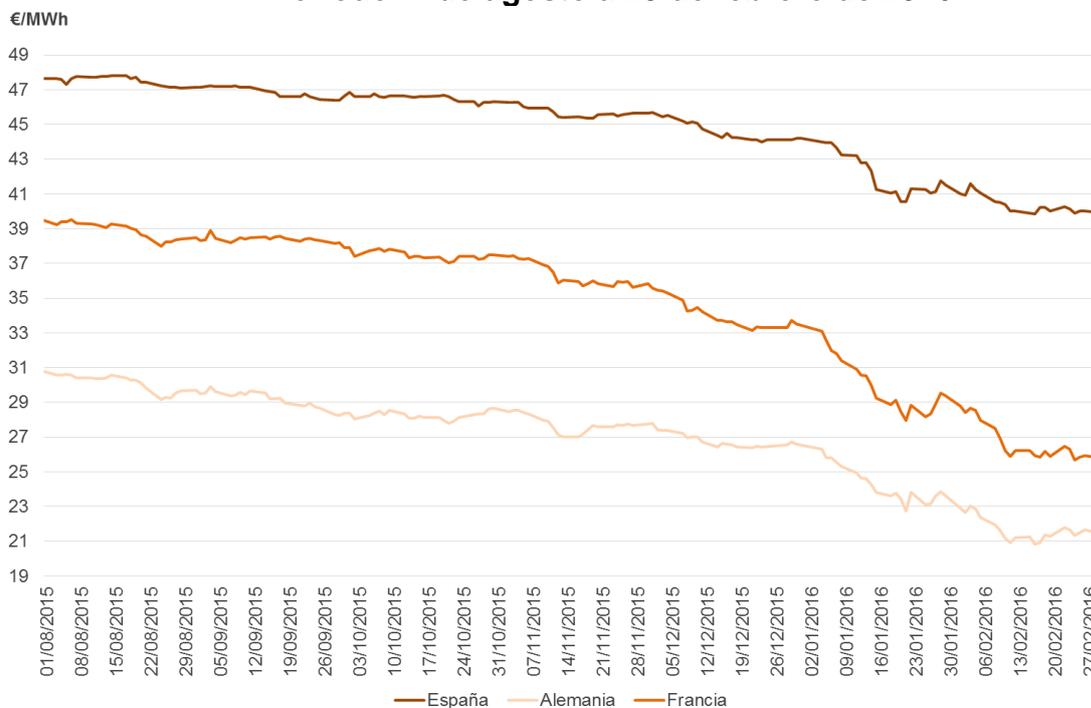
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de agosto a 29 de febrero de 2016**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 18. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-17 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de agosto a 29 de febrero de 2016**



Fuente: EEX y OMIP.

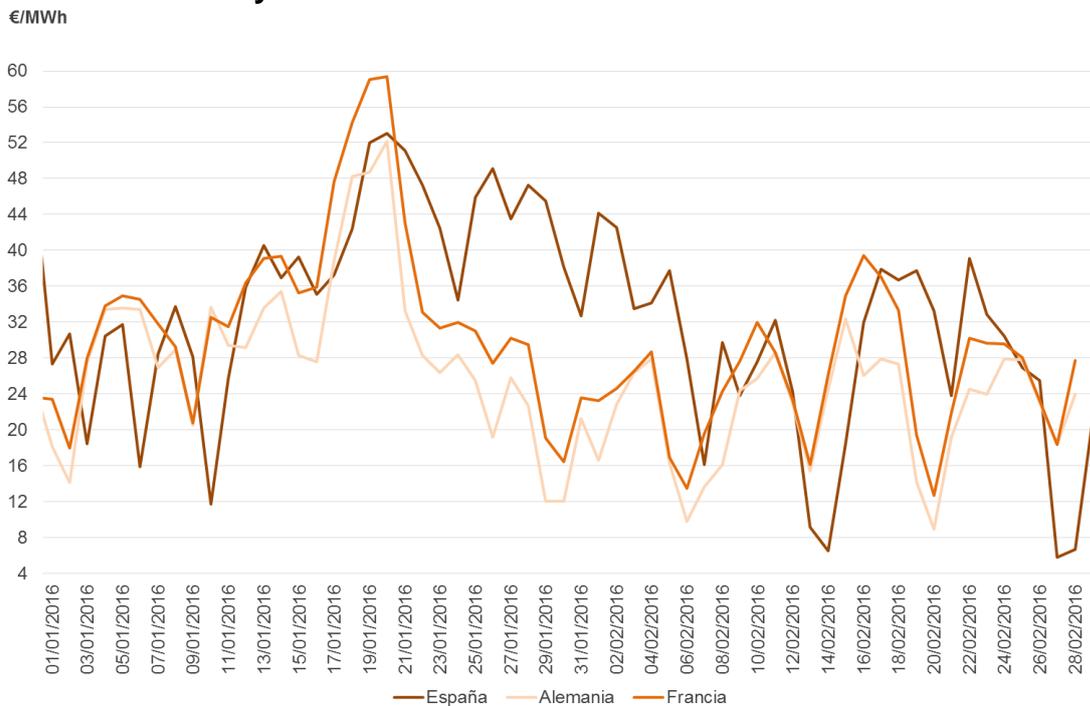
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de febrero el precio medio del mercado diario en España, 27,50 €/MWh, disminuyó un 24,7% respecto al registrado en el mes anterior (36,53 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (21,99 €/MWh, que descendió un 24,3% respecto al del mes anterior en dicho mercado) como de los precios medios del mercado francés (25,53 €/MWh, el cual experimentó un descenso del 24% respecto al del mes anterior).

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

Precios medios	febrero-16	enero-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	27,50	36,53	-24,7%
Alemania	21,99	29,04	-24,3%
Francia	25,53	33,60	-24,0%

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

Gráfico 19. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de enero a 29 de febrero de 2016



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 EEX-ECC²¹, por mes de negociación. El volumen negociado en febrero de 2016 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia registrados en EEX-ECC ascendió a 190.975 GWh y a 30.050 GWh, respectivamente.

²¹ 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. En febrero de 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (190.975 GWh en Alemania y 30.050 GWh en Francia) fueron 9,6 y 1,5 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (19.976 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en EEX-ECC (GWh) (febrero de 2014 a febrero de 2016)

Producto	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
feb-14	90.542	1.829
mar-14	112.959	1.864
abr-14	90.343	3.019
may-14	53.371	3.459
jun-14	77.053	3.505
jul-14	118.479	4.352
ago-14	76.228	3.197
sep-14	127.421	6.304
oct-14	115.699	10.261
nov-14	133.819	14.926
dic-14	146.174	16.234
ene-15	152.113	18.541
feb-15	155.066	19.007
mar-15	149.817	19.256
abr-15	99.858	21.625
may-15	103.461	16.021
jun-15	123.015	17.045
jul-15	110.194	16.667
ago-15	118.485	16.014
sep-15	134.895	27.148
oct-15	158.159	31.671
nov-15	165.882	33.344
dic-15	132.353	30.940
ene-16	212.526	40.641
feb-16	190.975	30.050

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

3.2. 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

mensuales²² con liquidación en los meses de febrero de 2014 a febrero de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de febrero de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (10,55 €/MWh), habiendo sido también positiva el mes anterior. Asimismo, en el mercado alemán la prima de riesgo ex post de dicho mes se situó en un valor positivo (4,61 €/MWh), al igual que en el mercado francés (8 €/MWh), habiendo sido positiva en los 3 meses anteriores en ambos mercados.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de enero de 2014 a febrero de 2016, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot español (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
feb-14	34,70	17,12	17,58	35,91	33,59	2,32	40,26	38,69	1,57
mar-14	26,35	26,67	-0,32	32,33	31,04	1,29	38,26	35,56	2,70
abr-14	26,30	26,44	-0,14	29,72	31,58	-1,86	30,70	33,73	-3,03
may-14	38,80	42,41	-3,61	30,84	30,63	0,21	30,83	30,11	0,72
jun-14	51,15	50,95	0,20	29,88	31,52	-1,64	28,13	30,65	-2,52
jul-14	53,75	48,21	5,54	32,25	31,88	0,37	29,05	25,49	3,56
ago-14	48,00	49,91	-1,91	30,89	27,93	2,96	22,37	22,76	-0,39
sep-14	49,95	58,89	-8,94	34,46	34,79	-0,33	36,90	37,22	-0,32
oct-14	52,00	55,12	-3,12	34,65	35,24	-0,59	45,75	41,85	3,90
nov-14	49,65	46,80	2,85	35,70	36,37	-0,67	45,72	38,82	6,90
dic-14	46,25	47,47	-1,22	36,37	32,89	3,48	47,61	41,98	5,63
ene-15	46,93	51,60	-4,67	32,02	28,72	3,30	39,36	41,33	-1,97
feb-15	47,25	42,57	4,68	35,70	36,72	-1,02	48,95	50,15	-1,20
mar-15	40,50	43,13	-2,63	32,57	31,32	1,25	43,98	43,78	0,20
abr-15	38,53	45,34	-6,81	31,27	29,72	1,55	42,10	39,54	2,56
may-15	48,25	45,12	3,13	27,80	25,36	2,44	28,07	26,48	1,59
jun-15	49,83	54,73	-4,90	28,66	30,07	-1,41	29,55	32,10	-2,55
jul-15	55,03	59,55	-4,52	33,14	35,00	-1,86	29,84	37,95	-8,11
ago-15	54,50	55,59	-1,09	29,52	31,61	-2,09	29,29	32,16	-2,87
sep-15	54,73	51,88	2,85	32,80	31,88	0,92	36,48	37,45	-0,97
oct-15	49,45	49,90	-0,45	33,13	39,37	-6,24	39,75	44,96	-5,21
nov-15	47,95	51,20	-3,25	36,00	32,39	3,61	43,20	41,71	1,49
dic-15	51,00	52,61	-1,61	28,95	27,78	1,17	39,07	35,13	3,94
ene-16	46,35	36,53	9,82	29,50	29,04	0,46	38,05	33,60	4,45
feb-16	38,05	27,50	10,55	26,60	21,99	4,61	33,53	25,53	8,00

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

²² 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.

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

En el mes de febrero los combustibles (con la excepción del Brent spot y Brent con entrega a un mes) y los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente con respecto al mes anterior, al igual que en enero de 2016 en la que todos los contratos presentaron también un descenso respecto a las cotizaciones del mes anterior.

En el mes de febrero la cotización del contrato a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el segundo trimestre de 2016 descendió un 6,9% respecto al mes anterior, contabilizando las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el tercer trimestre de 2016 y en el cuarto trimestre de 2016 una tendencia decreciente mayor respecto a las del mes de enero (-8,3% y -7,1% respectivamente).

En el caso de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, todos los contratos indicados mostraron un comportamiento descendente, tanto las relativas al contrato con entrega en marzo 2016 (-1,6%) como las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el segundo trimestre de 2016 y en el año 2017 (-0,6% y -3,6% respectivamente).

Con datos a 29 de febrero de 2016, las cotizaciones de los dos contratos a plazo de petróleo recogidos en el Cuadro 8 registraron un incremento de media del 1,4% respecto a las del mes de enero de 2016, si bien presentando diferente tendencia; mientras que el contrato con entrega a un mes se incrementó en un 3,5%, el contrato con entrega a doce meses experimentó un descenso del 0,8%.

En el mes de febrero los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ presentaron también una tendencia descendente (-17,5% para el contrato con vencimiento en 2016 y -17,6% para el contrato con vencimiento en 2017).

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

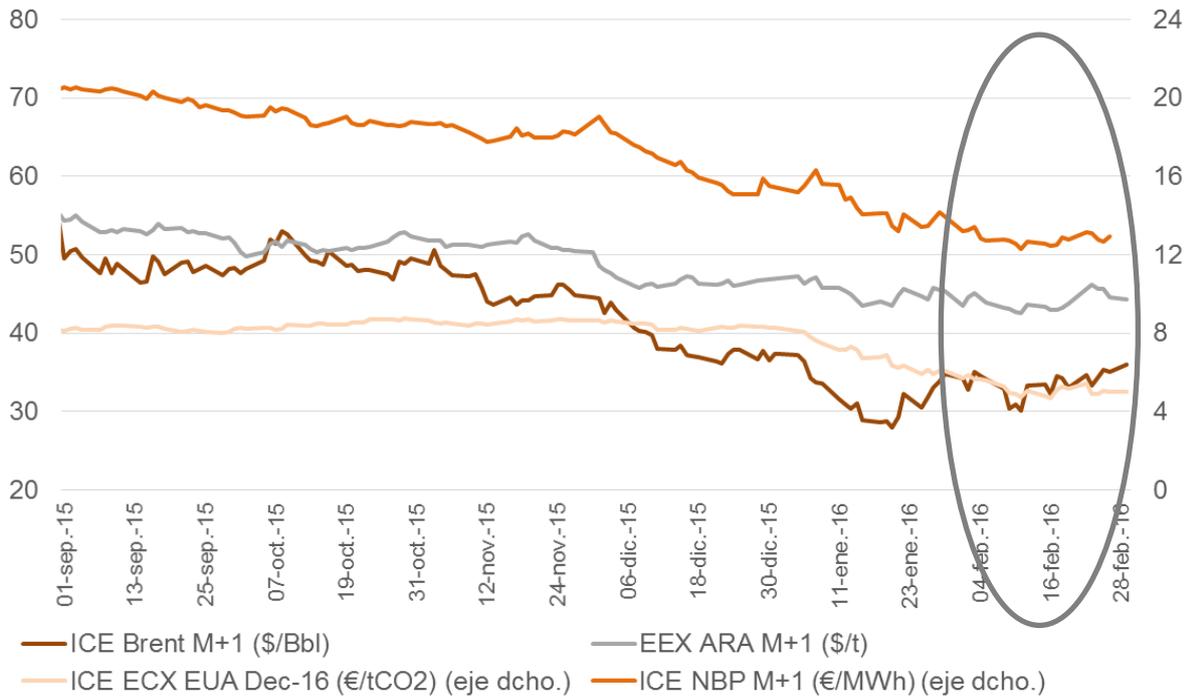
	Cotizaciones en febrero de 2016: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en enero de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-feb-16	Mín.	Máx.	29-ene-16	Mín.	Máx.	feb. vs ene.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	35,79	28,66	36,13	33,11	25,99	36,53	8,1%
Brent entrega a un mes	35,97	30,06	35,97	34,74	27,88	37,28	3,5%
Brent entrega a doce meses	42,04	37,65	42,04	42,39	34,85	44,96	-0,8%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	13,18	12,57	13,43	13,60	13,13	16,03	-3,1%
Gas NBP entrega Q2-16	12,36	11,81	12,87	13,27	12,20	14,79	-6,9%
Gas NBP entrega Q3-16	12,14	11,68	12,82	13,24	11,98	14,47	-8,3%
Gas NBP entrega Q4-16	14,09	13,60	14,89	15,18	13,54	16,00	-7,1%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Mar-16	44,23	42,52	46,15	44,93	42,62	45,94	-1,6%
Carbón entrega Q2-16	42,89	40,72	44,38	43,15	41,41	45,55	-0,6%
Carbón entrega 2017	38,10	36,68	39,27	39,54	37,34	41,35	-3,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2016	5,01	4,70	5,84	6,07	5,91	8,11	-17,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2017	5,06	4,75	5,91	6,14	5,99	8,21	-17,6%

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

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

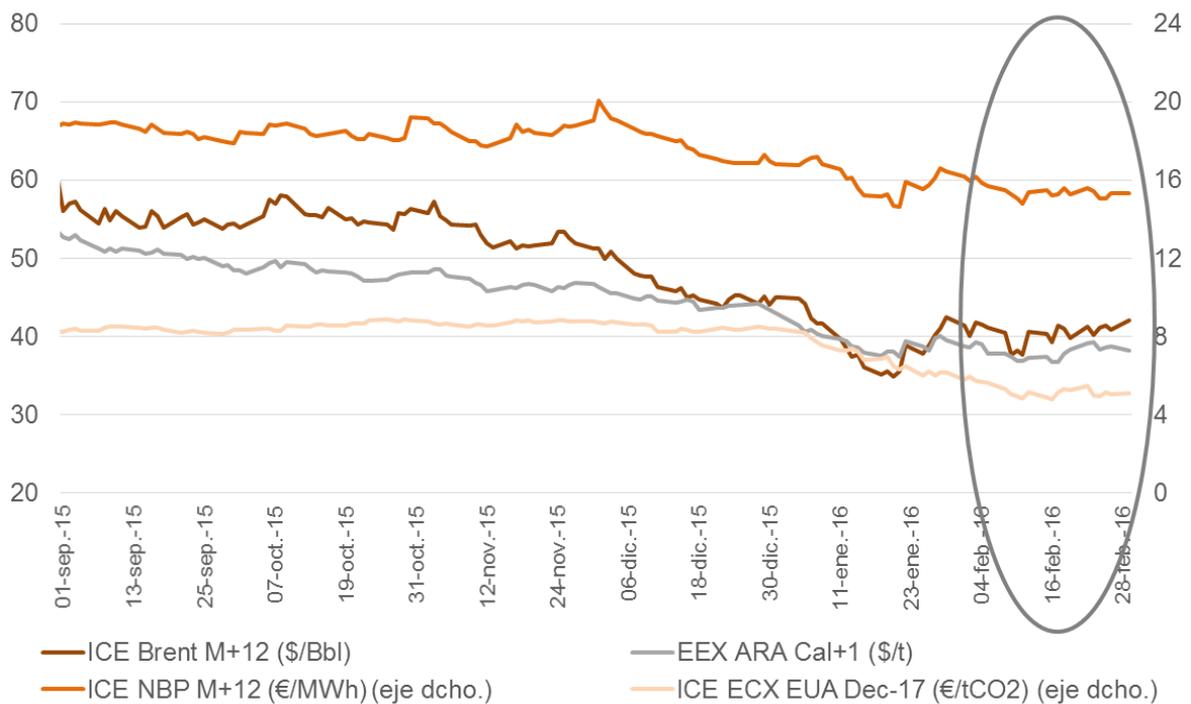
Las tendencias indicadas durante el mes de febrero se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (0) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

Gráfico 20. 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 septiembre 2015 – 29 febrero 2016



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

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, 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 septiembre 2015 – 29 febrero 2016



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

Al cierre del mes de febrero de 2016 (29 de febrero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, situándose en torno a 1,089 \$/€ frente a 1,092 \$/€ al final del mes anterior. Sin embargo, el tipo de cambio de la libra esterlina se depreció, situándose en torno a 0,79 £/€ al final del mes de febrero frente a 0,76 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que contribuyeron al aumento en los precios del crudo, tanto en el contrato spot como el de entrega a un mes, destacan la divulgación de posibles acuerdos coordinados entre los principales productores (OPEC en general, Rusia, Arabia Saudí, Irán y Venezuela en particular) para, en un entorno actual exceso de oferta, limitar la producción, y el descenso puntual de esta por problemas técnicos en lo relativo al petróleo proveniente de Reino Unido. El incremento citado se produjo pese al mantenimiento de elevadas reservas, el descenso puntual de la demanda y la debilidad en el mercado de renta variable.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido la elevada cantidad de reservas, proviniendo el suministro principalmente de importaciones desde Rusia.

Por su parte, en el decremento de las cotizaciones del carbón habrían influido las temperaturas estacionalmente más elevadas que otros años en regiones que tradicionalmente han demandado esta fuente energética, como Alemania, así como el descenso de la presencia de *traders* en el mercado, lo que ha motivado una disminución de los contratos de compraventa del combustible.

En la tendencia decreciente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habrían incidido los bajos niveles de participación de las subastas (con los compradores industriales manteniéndose al margen del mercado), las expectativas bajistas por parte de analistas de referencia y los niveles mínimos de mercados energéticos de referencia, como el de la electricidad en Alemania, así como el aumento del volumen de derechos subastados, al dejar de aplicar las retenciones del *backloading*.²³

Al cierre del mes de febrero (29 de febrero) la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”²⁴), tal y como se observa en el Gráfico 22. Por otro lado, la curva a plazo del gas natural (NBP) registra una ligera situación de “backwardation” hasta el mes de junio de 2016 (tendencia descendente de precios) y de “contango” desde entonces, especialmente a partir del mes de septiembre, si bien dicha variación se debe fundamentalmente a la estacionalidad de su consumo para calefacción en los meses de invierno y para generación eléctrica en los meses estivales.

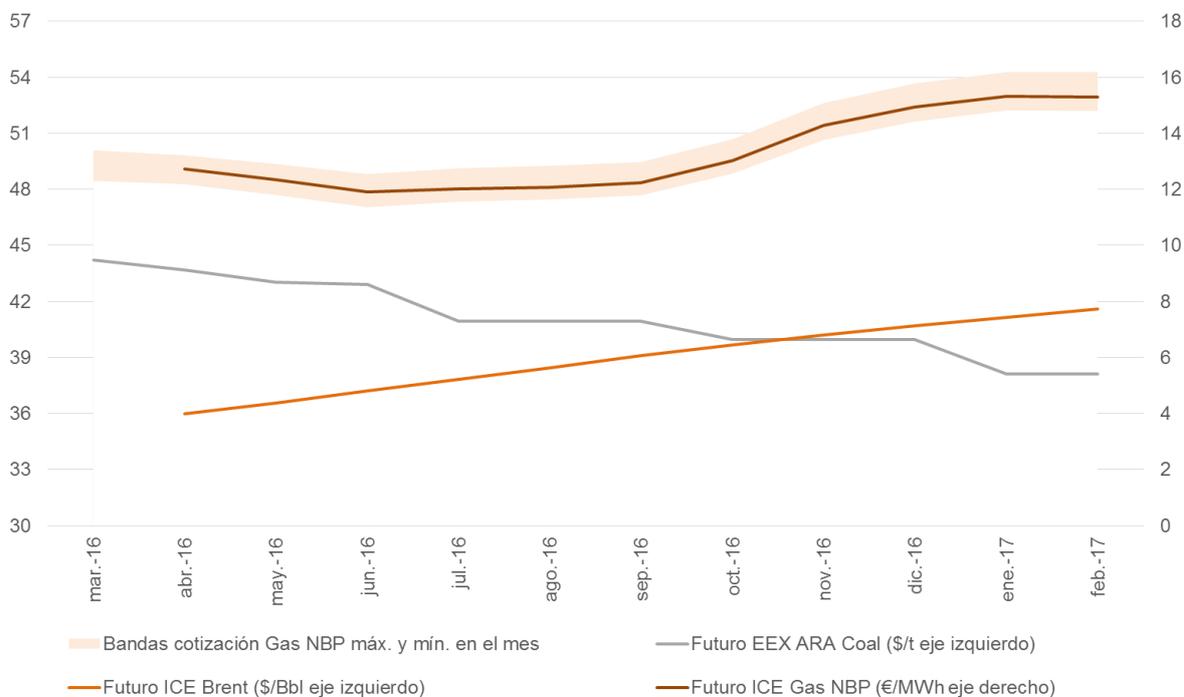
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 22 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de febrero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,22 €/MWh (2,6 €/MWh en el mes anterior), con un valor máximo de 1,39 €/MWh en febrero de 2017.

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando al cierre del mes de febrero de 2016 entre un máximo de 44,2 \$/t (45,4 \$/t en el mes anterior) en marzo de 2016 y un mínimo de 38,1 \$/t (39,5 \$/t en el mes anterior) en enero y febrero de 2017.

²³ Los comentarios explicativos de las tendencias en el precio de los combustibles se han basado en las siguientes fuentes: crudo Brent (página web Energy Market Price), gas natural en Reino Unido (informe de Platts “Power In Europe”), carbón (informe de Platts “Power In Europe”) y derechos de emisión (informe “W2M-Imenergia”).

²⁴ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

**Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 29 de febrero de 2015
 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-16 y Cal-17 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.5. Análisis de los precios spot en España

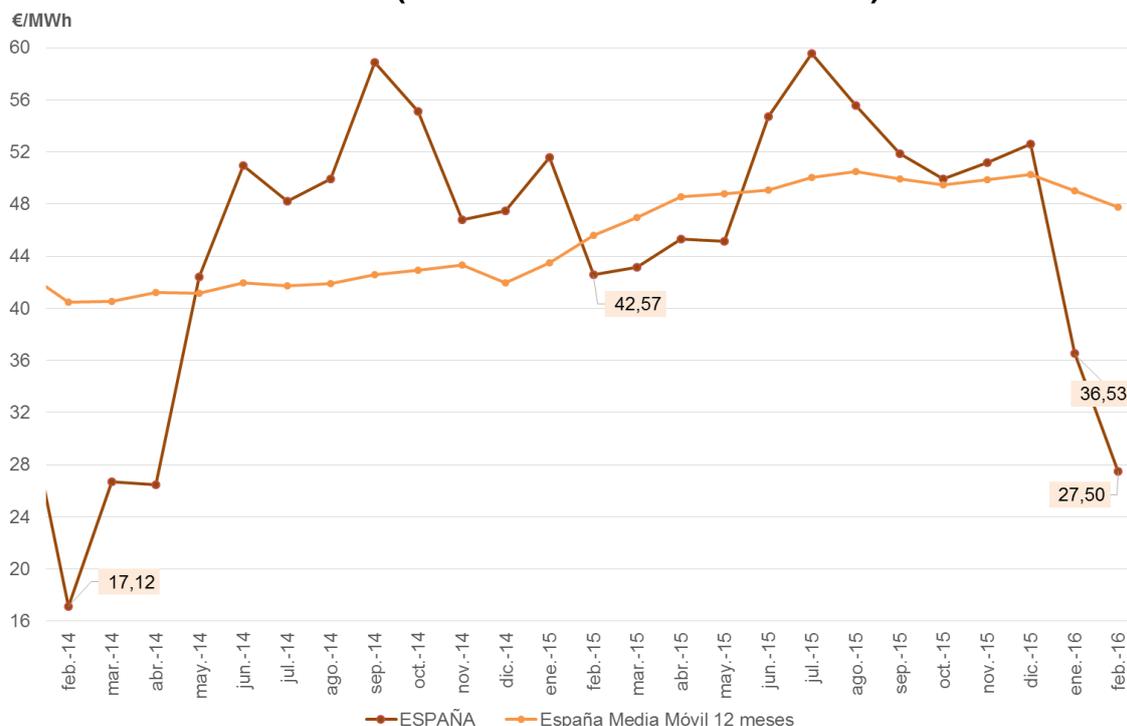
En el Gráfico 23 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre febrero de 2014 y febrero de 2016.

En el mes de febrero de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 27,50 €/MWh²⁵, un 24,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes

²⁵ En febrero de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 27,35 €/MWh, un 0,15 €/MWh inferior al precio spot medio español (27,50 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países está siendo muy elevada, existiendo un precio diferente en 127 horas de un total de 1440 (8,8% del total de las horas de 2016). En 2015 la convergencia de precios entre

anterior (36,53 €/MWh) y un 35,4% inferior al precio spot medio registrado en febrero de 2015 (42,57 €/MWh).

Gráfico 23. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de febrero 2014 a febrero 2016)



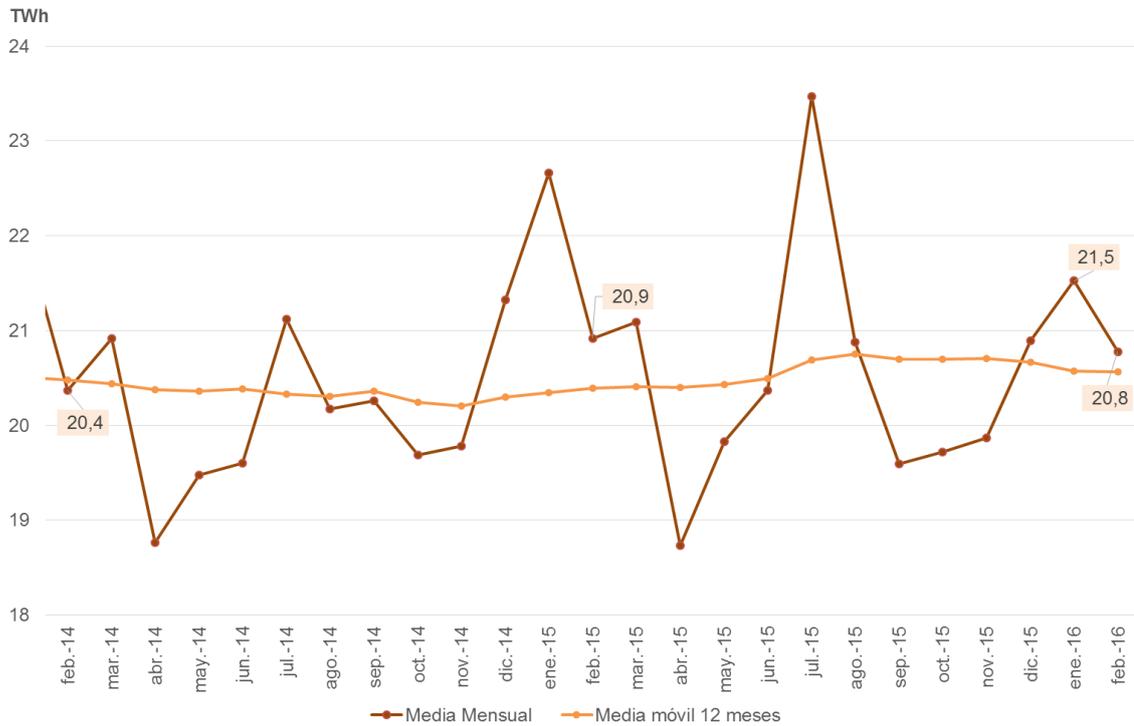
Fuente: OMIE.

En el Gráfico 24 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de febrero, la demanda se cifró en 20,8 TWh, un 3,5% inferior al valor registrado en el mes anterior (21,5 TWh) y un 0,7% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,9 TWh en febrero de 2015). En el mes de febrero 2016, la demanda fue un 1% superior a la media móvil anual (20,6 TWh).

Gráfico 24. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh) (de febrero 2014 a febrero 2016)

España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 212 horas de las 8.760 horas totales (2,4% del total de las horas de 2015) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,10 €/MWh).



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de febrero 2015, enero y febrero de 2016 y para el conjunto del año 2015.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de febrero de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la producción mediante carbón (-32,3%), ciclos combinados (-31,9%) y, en menor medida, nuclear (-13,9%). Por el contrario, la energía eólica experimentó un incremento del 7,9%, volviendo a ser la primera fuente en términos de producción, seguida de la hidráulica (+15,9% en relación a enero 2016) y de la nuclear (que en el mes anterior contribuyeron respectivamente en tercer y segundo lugar). La energía solar experimentó un incremento relativo destacado, si bien su contribución a la generación total continúa sin ser proporcionalmente significativa, representando en febrero un 3% del total (y un 49,6% de la producción por ciclo combinado).

El descenso de la demanda (-3,3%) y el notable aumento registrado en la producción eólica e hidráulica, con el consiguiente descenso de la energía producida mediante carbón y ciclos combinados, motivó que pese a disminuir la producción nuclear el precio del mercado spot en el mes de enero disminuyese un 24,7% (descenso de 9,03 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

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

	feb-16	ene-16	feb-15	% Var. feb-16 vs. ene-16	% Var. feb-16 vs. feb-15	2015	2015 % Total Demanda transporte
Hidráulica	4,48	3,87	3,76	15,9%	19,2%	30,81	12,4%
Nuclear	3,96	4,60	4,72	-13,9%	-16,0%	54,75	22,1%
Carbón	1,74	2,58	2,94	-32,3%	-40,7%	50,92	20,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,25	1,84	1,72	-31,9%	-27,0%	25,33	10,2%
Eólica	6,10	5,66	5,95	7,9%	2,6%	47,70	19,2%
Solar fotovoltaica	0,47	0,34	0,47	36,3%	-0,1%	7,82	3,2%
Solar térmica	0,15	0,07	0,19	125,7%	-21,0%	5,08	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,41	0,41	0,33	-0,3%	25,9%	4,62	1,9%
Cogeneración	1,95	2,12	1,94	-8,0%	0,4%	25,08	10,1%
Residuos	0,22	0,19	0,12	15,6%	74,8%	1,89	0,8%
Total Generación	20,64	21,67	22,14	-4,7%	-6,7%	254,01	102,4%
Consumo en bombeo	-0,73	-0,90	-0,54	-18,9%	34,0%	-4,52	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,09	-0,09	-0,11	2,4%	-18,2%	-1,33	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,95	0,84	-0,56	13,2%	-270,9%	-0,13	-0,1%
Total Demanda transporte	20,78	21,53	20,92	-3,5%	-0,7%	248,02	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.

