



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

14 de julio 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 Q3-16 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 junio de 2016, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica mostraron una tendencia descendente.

En particular, las cotizaciones a plazo del contrato mensual con liquidación en julio, agosto y septiembre de 2016 descendieron un 4,8%, 2,2% y 3,8%; respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el tercer y cuarto trimestres de 2016 y primer y segundo trimestres de 2017 descendieron un 3,1%, 0,8%, 0,1% y 0,9%, respectivamente respecto a las registradas en el mes anterior. En concreto, las cotizaciones de los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes en 44,22 €/MWh el Q3-16, 43,60 €/MWh el Q4-16, en 41,40 €/MWh el Q1-17 y en 39,88 €/MWh el Q2-17.

Las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en el año 2017 y 2018 descendieron un 0,7% y un 1,6%, respectivamente, respecto a las registradas en el mes anterior y se situaron a cierre de mes (30 de junio) en 43,35 €/MWh y 42,30 €/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.

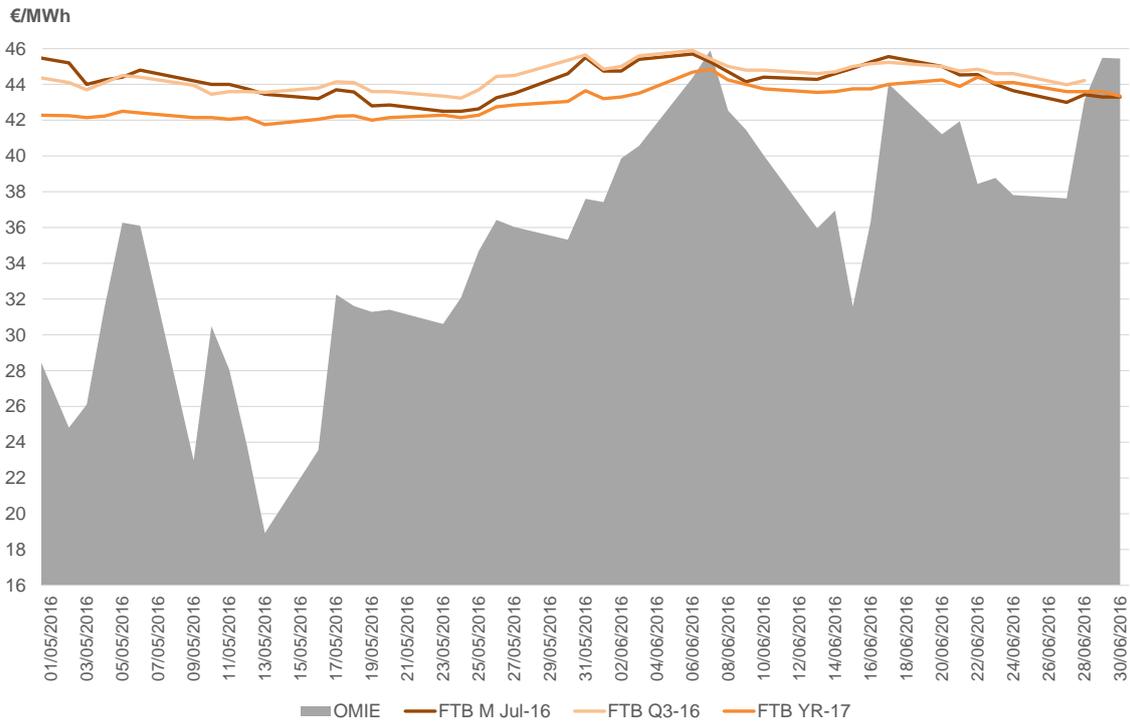
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JUNIO DE 2016				MES DE MAYO DE 2016				% Variación últ. cotización jun-16 vs. may-16
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jul-16	43,30	45,70	43,00	44,47	45,50	45,50	42,50	43,76	-4,8%
FTB M Aug-16	43,50	44,55	43,33	43,94	44,46	44,46	42,02	43,14	-2,2%
FTB M Sep-16	45,25	48,00	45,25	46,11	47,04	47,04	44,12	45,20	-3,8%
FTB Q3-16	44,22	45,90	45,90	43,98	45,65	45,65	45,65	43,23	-3,1%
FTB Q4-16	43,60	44,60	43,28	43,97	43,93	43,93	42,30	42,66	-0,8%
FTB Q1-17	41,40	42,14	40,75	41,50	41,43	41,45	39,99	40,37	-0,1%
FTB Q2-17	39,88	41,01	39,34	40,04	40,26	40,44	38,54	39,14	-0,9%
FTB YR-17	43,35	44,85	43,20	43,87	43,65	43,65	41,75	42,34	-0,7%
FTB YR-18	42,30	44,30	42,30	43,04	43,00	43,00	41,65	42,16	-1,6%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/2016 excepto para el contrato FTB Q3-16 a 28/06/2016 y cotizaciones de mayo a 31/05/2016.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

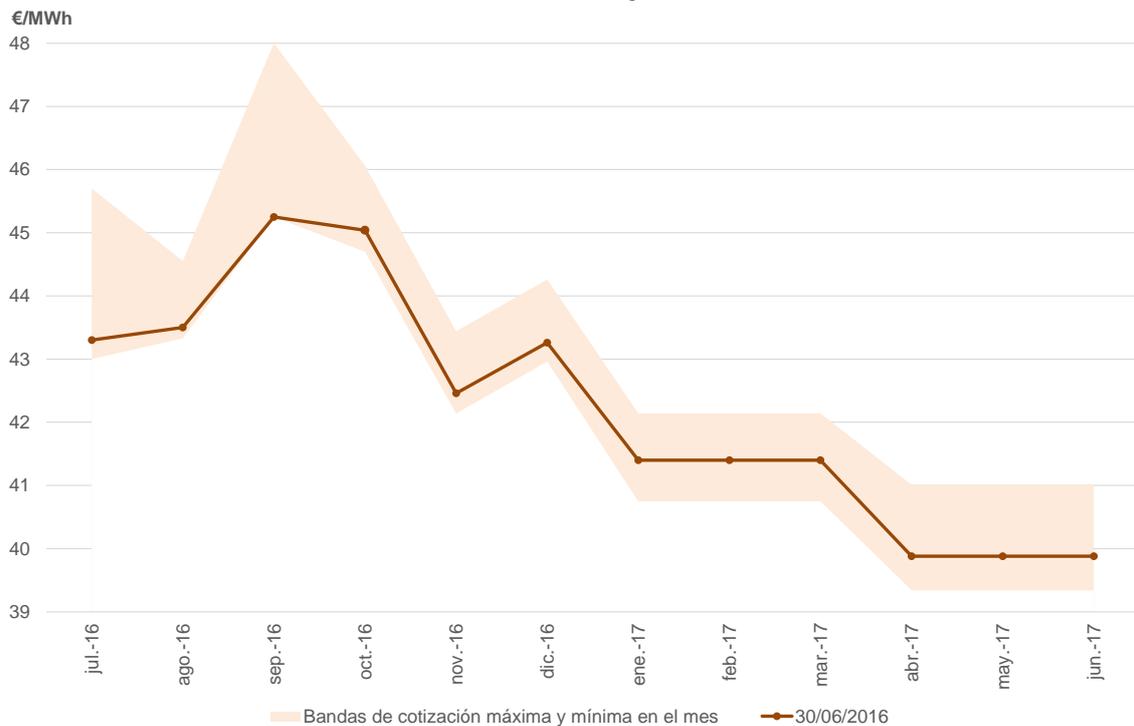
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de mayo – 30 de junio de 2016



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 junio de 2016. Se observa una tendencia creciente de la curva a plazo hasta septiembre de 2016 y de “backwardation”² desde entonces.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de junio, el precio medio del mercado diario (38,90 €/MWh) aumentó un 51% respecto al registrado en el mes anterior (25,77 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en junio de 2016 (31 de mayo de 2016) anticipaba un precio medio del mercado diario de 41,22 €/MWh para dicho mes, un 6% superior al precio spot finalmente registrado (38,90 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 6 de enero de 2016 (máxima de 47,49 €/MWh) y 24 de mayo de 2016 (mínima de 38,10 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 9,39 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁴ fueron positivas durante la mayor parte

² Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

³ Del 1 de enero al 31 de mayo de 2016.

⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en junio de 2016 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en junio de 2016.

del horizonte de cotización del contrato mensual de junio. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante la mayor parte del periodo de cotización del contrato. Únicamente las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas entre el 19 y 25 de mayo de 2016 (ambos inclusive) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

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



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

Para el mes de julio de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de junio), anticipa un precio medio del mercado diario de 43,30 €/MWh.

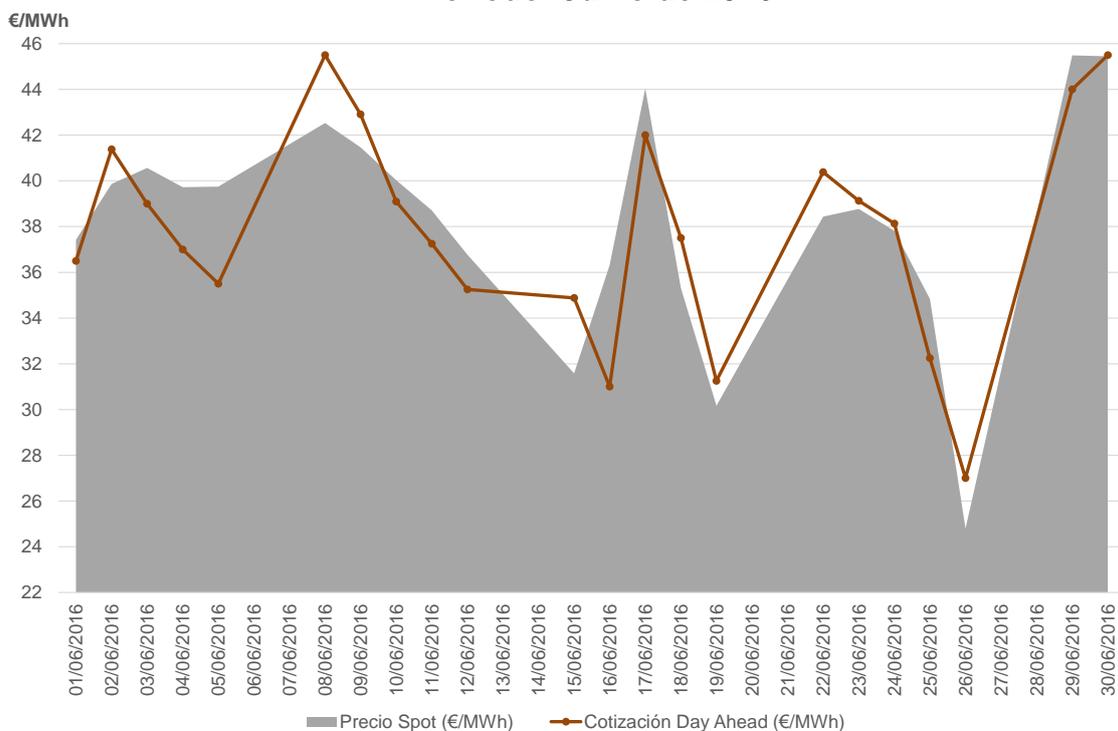
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*)

En junio 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 16 de junio de 2016 y se situó en -5,32 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en junio 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

liquidación⁵) ascendió a 38,17 €/MWh, 0,34 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en junio de 2016 (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) fue negativa (-0,34 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Junio 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 EEX⁶– y

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

⁶ 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.

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.

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 mayo y junio de 2016⁷.

En el mes de junio de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,4 TWh, un 9,3% superior al volumen registrado el mes anterior (15 TWh), y un 61,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (unos 10,1 TWh). En lo que llevamos acumulado en 2016 se han negociado 108,7 TWh, un 32% superior al volumen negociado en el periodo equivalente en 2015 (82,3 TWh).

El volumen negociado en OMIP en junio de 2016 representó el 15,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 7,1% en mayo. En el conjunto de 2015, el volumen negociado en OMIP supuso el 9,9% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en junio de 2016 (16,4 TWh) representó el 81% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,2 TWh); superior al porcentaje (62,9%) que representó la negociación en dichos

⁷ 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.

mercados en el año 2015 (155,9 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (248 TWh).

En el mes de junio 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), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX⁸) se situó en 10,4 TWh (0,9% inferior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en junio de 2016 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 80,3%. En el mismo periodo de 2015 dicho porcentaje fue inferior (49,8%), 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 junio 2016	Mes anterior mayo 2016	% Variación	Acumulado 2016	Total 2015
OMIP	2.583	1.058	144,1%	14.604	15.364
EEX	773	623	24,1%	3.472	609
OTC	13.007	13.289	-2,1%	90.585	139.967
OTC registrado y compensado*:	10.447	10.537	-0,9%	64.454	75.833
<i>OMIClear</i>	3.060	3.215	-4,8%	19.839	31.012
<i>BME Clearing</i>	1.665	1.147	45,2%	13.585	23.090
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	5.722	6.175	-7,3%	31.031	21.731
Total (OMIP, EEX y OTC)	16.364	14.970	9,3%	108.660	155.940

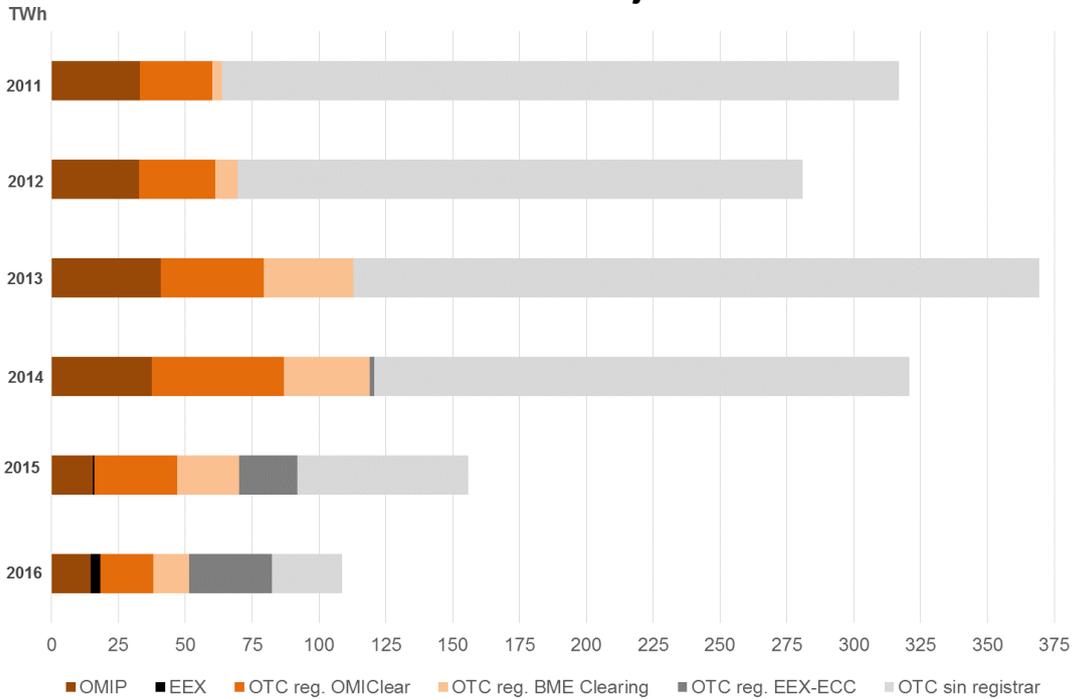
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 30 de junio 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.

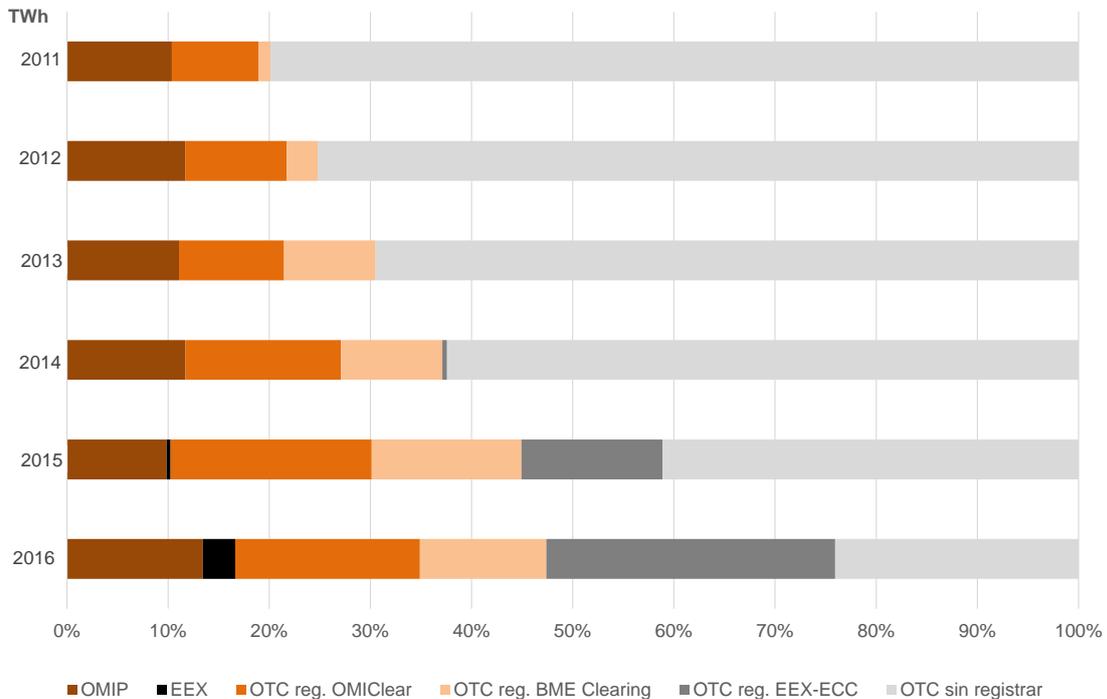
⁸ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan 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 junio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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



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

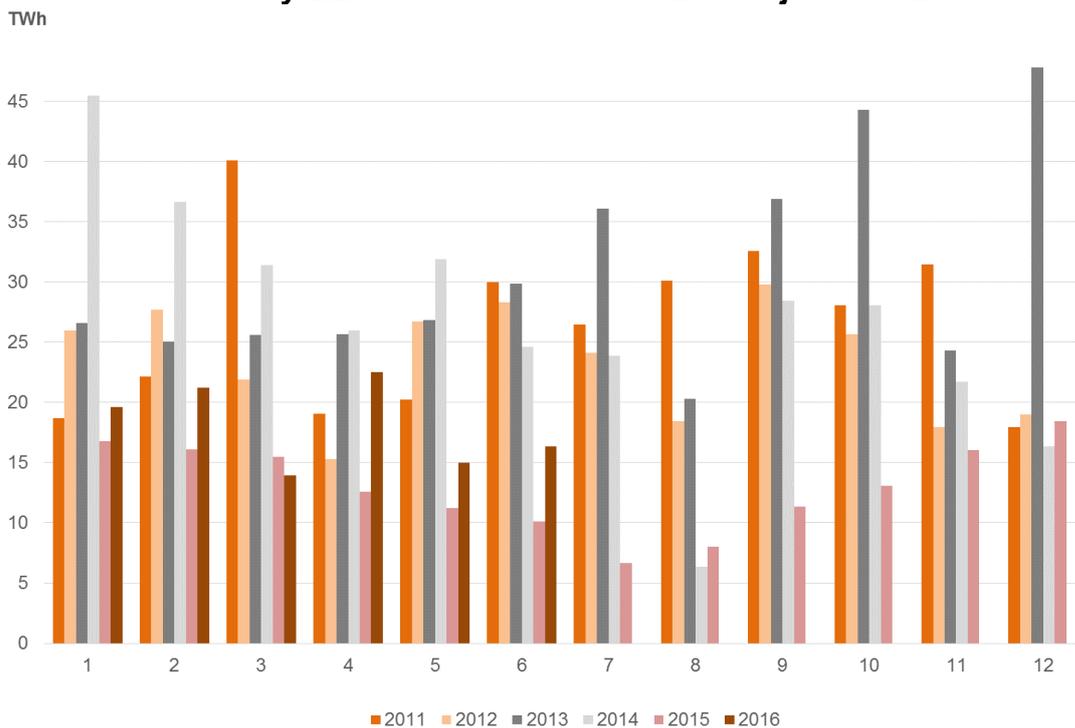
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2011 a junio de 2016



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 junio de 2016. En el mes de junio de 2016 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16,4 TWh, un 61,8% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (10,1 TWh en junio de 2015).

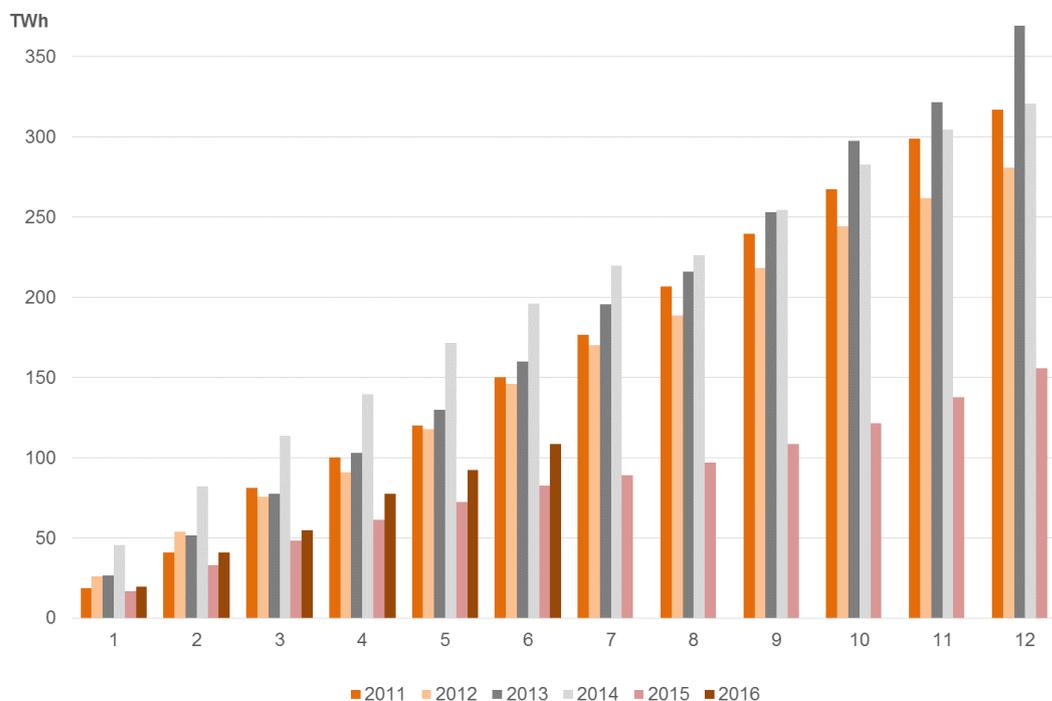
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a junio de 2016



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. En lo que llevamos acumulado en 2016 se han negociado 108,7 TWh, un 32% superior al volumen negociado en el periodo equivalente en 2015 (82,3 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2011 a junio 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 mayo y junio 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 junio de 2014 y junio 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 junio 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 91,7% (15 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (88,5%; 13,2 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 8,3% (1,4 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (11,5%; 1,7 TWh). En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en junio a 1.878 MW (6,7% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.016 MW).

En junio de 2016 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 51% (7,7 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (15 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 33% (5 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 0,6 TWh, el 11,7% de los contratos anuales negociados y 3,5% del volumen total negociado. Por su parte, El volumen total negociado del contrato con vencimiento a tres años vista Cal+3 ascendió aproximadamente a 0,2 TWh¹⁰ (4,4% de los contratos anuales negociados y 1,3% del volumen total).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación semanal con el 49,1% (0,7 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,4 TWh)¹¹, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 39,2% (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 jun-16	Mes anterior may-16	% Variación	Total 2016	% Total 2016	Total 2015	% Total 2015
Diario	530	493	7,5%	3.033	36,4%	8.033	43,6%
Fin de semana	158	179	-11,7%	998	12,0%	1.119	6,1%
Balance de semana	0	0	-	0		8	0,0%
Semana	665	1.057	-37,1%	4.296	51,6%	9.185	49,8%
Total Corto Plazo	1.352	1.729	-21,8%	8.326	7,7%	18.439	11,8%
Mensual	2.393	3.337	-28,3%	22.283	22,2%	32.771	23,8%
Trimestral	7.660	5.323	43,9%	42.241	42,1%	52.258	38,0%
Balance de Año	0	0	-	87	0,1%	281	0,2%
Anual	4.958	4.581	8,2%	35.723	35,6%	52.183	38,0%
Total Largo Plazo	15.011	13.241	13,4%	100.334	92,3%	137.493	88,2%
Total	16.364	14.970	9,3%	108.660	100%	155.932	100%

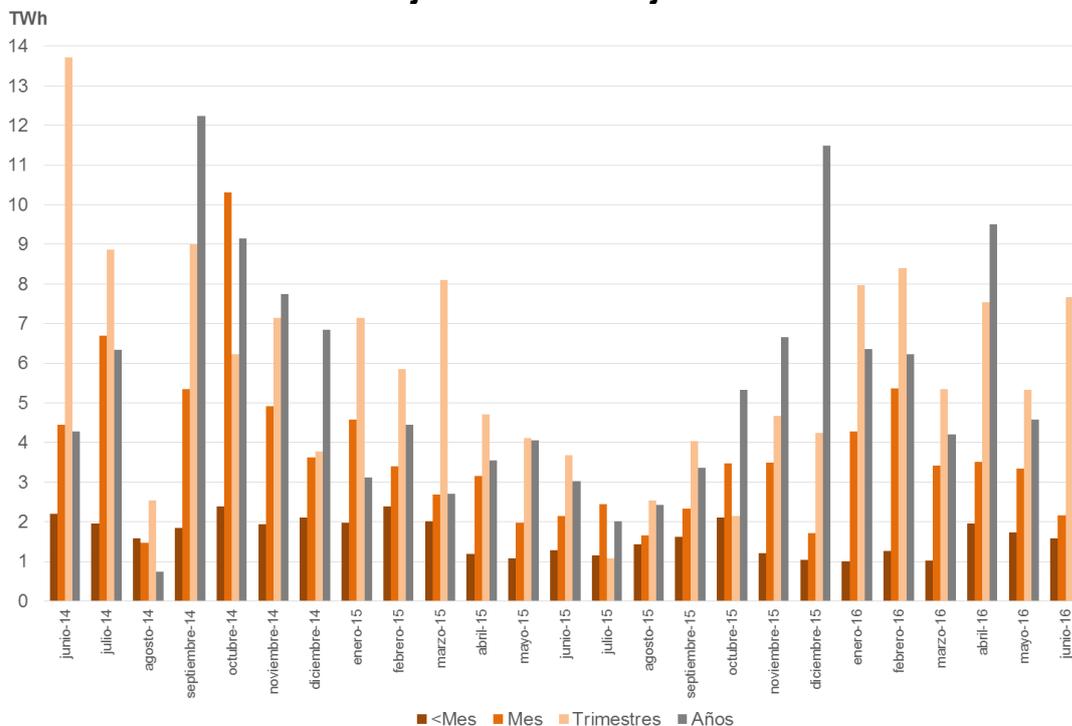
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación y OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

⁹ En el mes de mayo de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (40,2%; 5,3 TWh).

¹⁰ El precio medio de volumen negociado en junio del contrato anual con liquidación en 2019 ascendió a 43,44 €/MWh.

¹¹ En el mes de mayo de 2016 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (61,1%; 1,1 TWh).

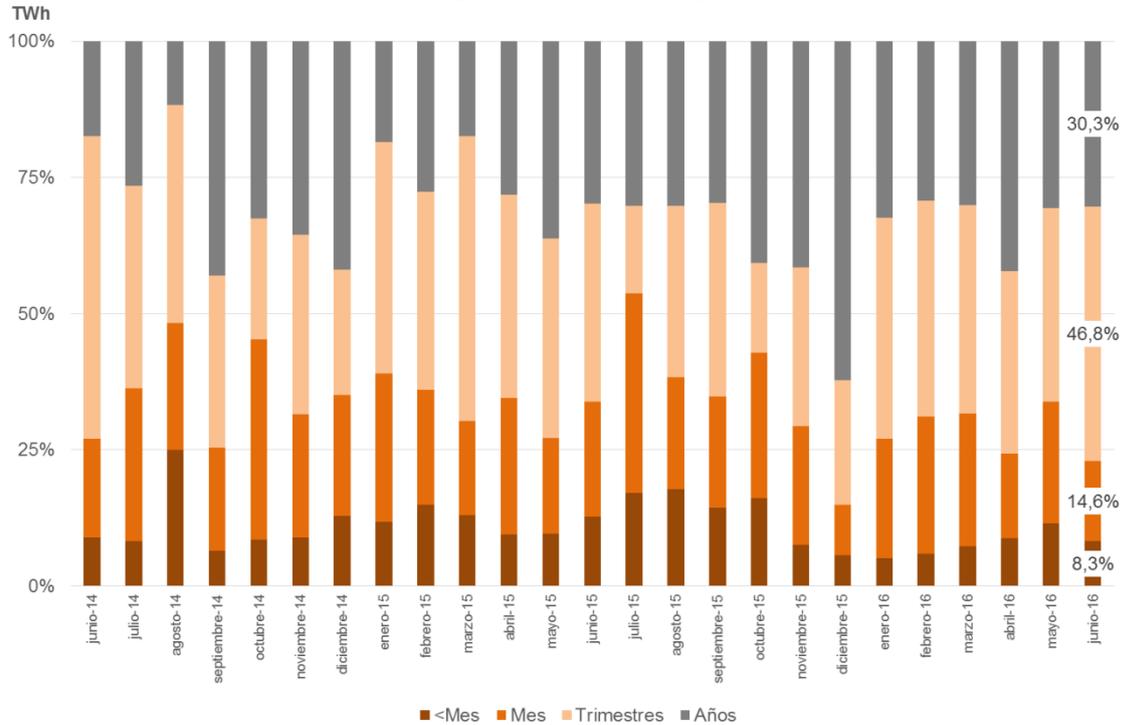
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: junio de 2014 a junio de 2016**



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 %) Periodo: junio de 2014 a junio 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.

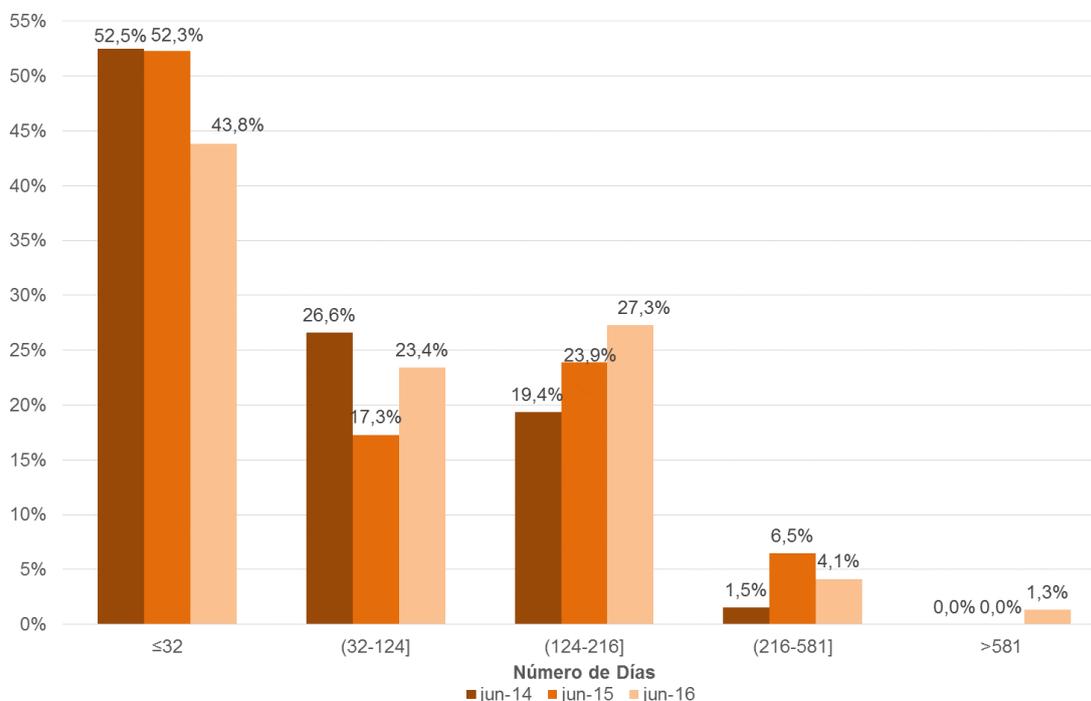
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 junio 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 43,6% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de junio de 2016 (en energía) iniciarán su liquidación antes de del 1 de julio de 2016, inferior al porcentaje de contratos negociado en junio de 2015 (52,3%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+3, negociados en junio de 2016, ascendió a 0,2 TWh, el 1,3% del volumen total de contratos negociados en dicho mes, mientras que en junio de 2015 dicho contrato no se negoció.

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.

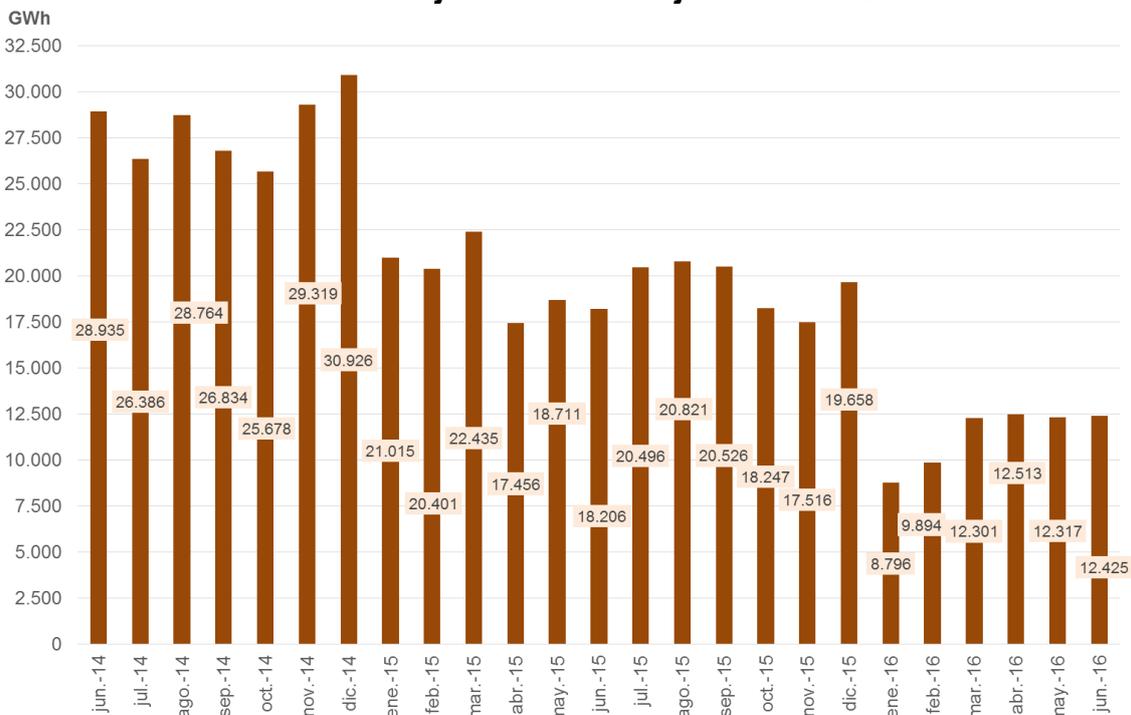
Hasta el 30 de junio de 2016, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en junio de 2016¹² se situó en torno a 12.425 GWh, un 0,9% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en mayo de 2016 (12.317 GWh), y un 31,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2015 (18.206 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.

¹² Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en junio de 2016: mensual jun-16, trimestral Q2-16, anual YR-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 junio de 2016, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta el 30 de junio de 2016 sobre contratos con liquidación en junio de 2016, el 89,1% (11.073 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jun-16, trimestral Q2-16 y anual 2016), mientras que el 10,9% restante (1.352 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 junio de 2016 (12.425 GWh) representó el 61,5% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.193 GWh).

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



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

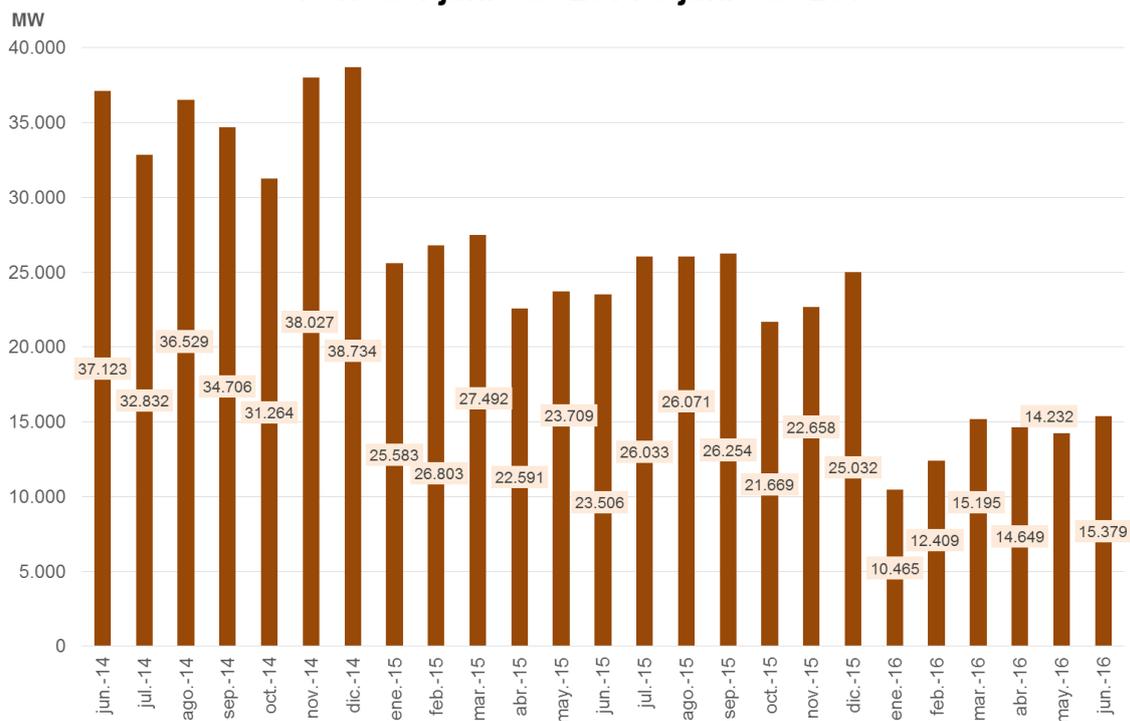
El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹³. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en junio de 2016 (jun-16, Q2-16 y anual 2016) se situó en torno a 15.379 MW, un 8,1% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes

¹³ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

de mayo de 2016 (14.232 MW) y un 34,6% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2015 (23.506 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de junio de 2016 (15.379 MW) representó el 54,8% de la demanda horaria media de dicho mes (28.046 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de junio de 2016 (15.379 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 11.109 MW (72,2% del volumen total). El 25,8% (3.962 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear¹⁴ (véase Gráfico 14), el 14,2% (2.191 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 32,2% (4.956 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*
 Periodo: junio de 2014 a junio 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.

¹⁴ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP¹⁵ 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.

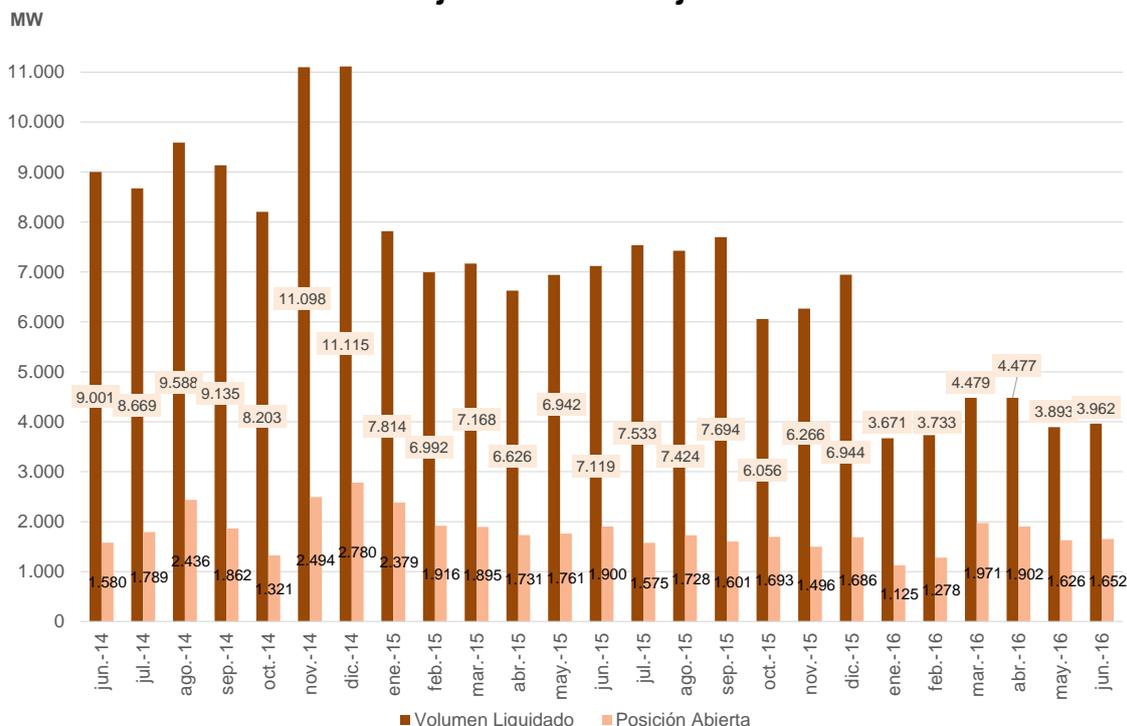
En este sentido, de los 3.962 MW con liquidación en junio de 2016 que se registraron en OMIClear, el 58,3% (2.310 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 41,7% restante (1.652 MW) quedaron abiertas¹⁶ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 58,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁷ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en junio de 2016. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2015 ascendió al 25,3%.

¹⁵ <http://www.omip.pt/>

¹⁶ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

¹⁷ 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 abierta¹⁸ (MW)*
Periodo: junio de 2014 a junio 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 Clearing¹⁹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

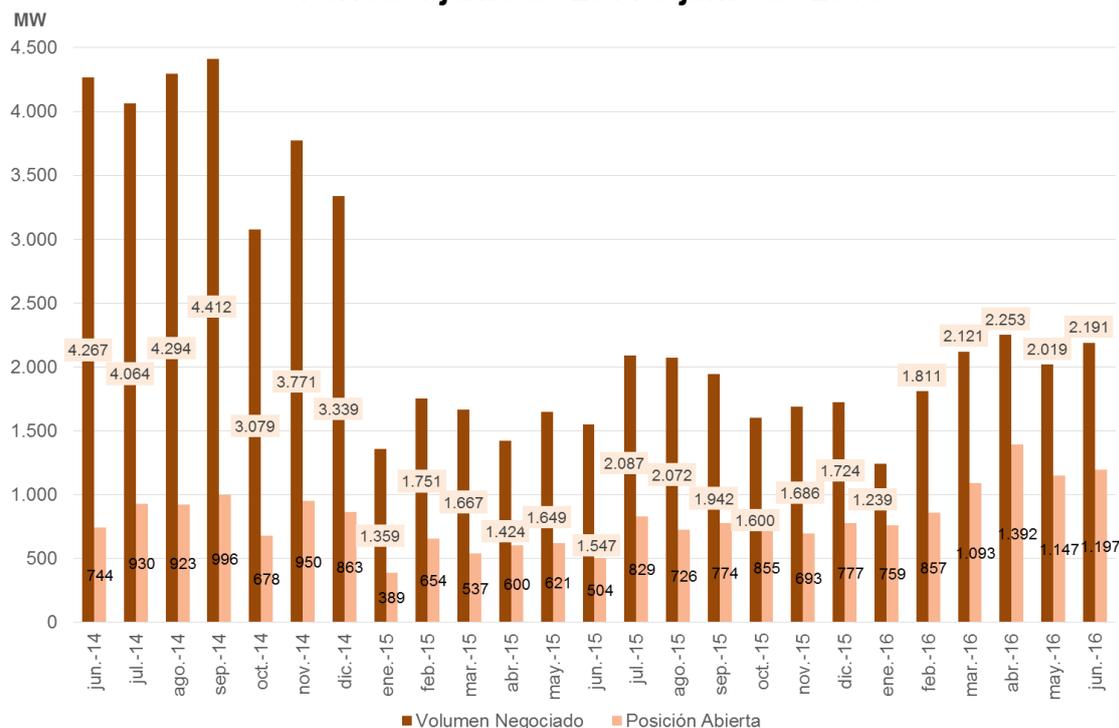
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en junio de 2016 (15.379 MW), el 14,2% (2.191 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 45,4% (994 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 54,6% restante (1.197

¹⁸ 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.

¹⁹ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

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 abierta²⁰ (MW)*
Periodo: junio de 2014 a junio 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

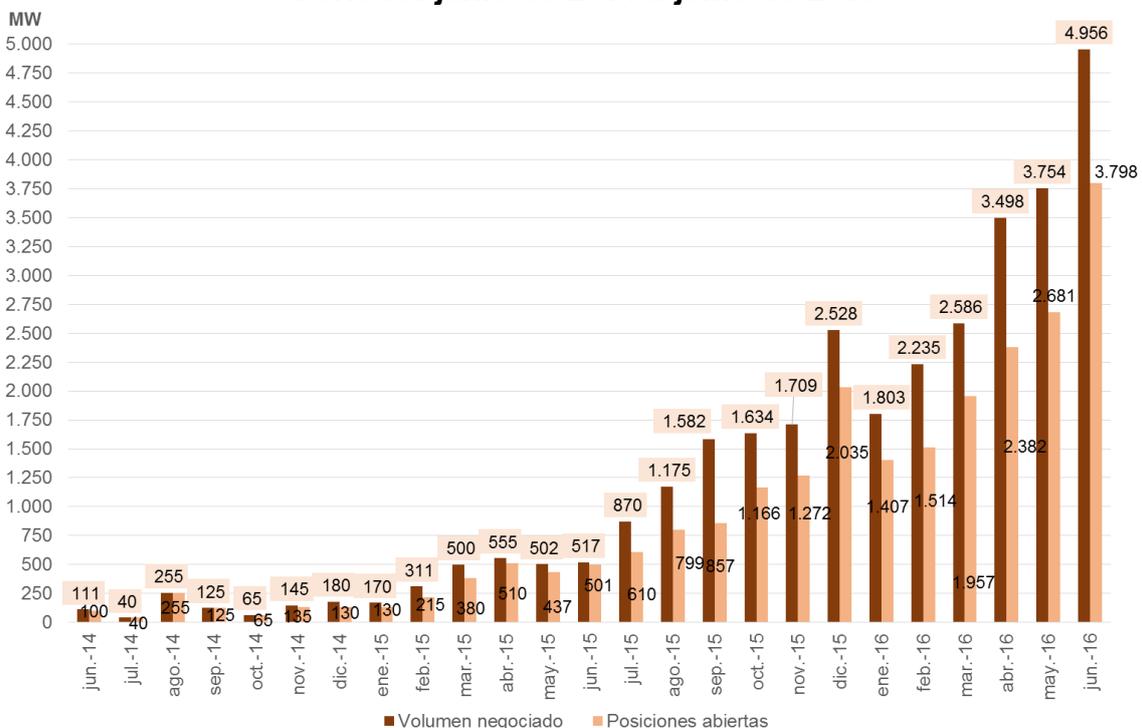
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²¹, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

²⁰ 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.

²¹ 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 junio de 2016 (15.379 MW), el 32,2% (4.956 MW) se registró en EEX-ECC, siendo dicho porcentaje por primera vez superior al registrado en OMIClear y prosigue la tendencia creciente en el volumen registrado en dicha cámara (+858,5% respecto a junio de 2015). De dichas posiciones registradas en ECC, el 23,4% (1.158 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 76,6% restante (3.789 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2015 ascendió al 76,3%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²² (MW)*
Periodo: junio de 2014 a junio 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

²² 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.

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 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 junio 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 particular, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica mensuales con subyacente el precio español mostraron una tendencia descendente en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual español con liquidación en julio 2016 (-4,8%).

En el mercado alemán y francés, las cotizaciones de todos los contratos a plazo presentaron una tendencia ascendente respecto a las registradas en el mes anterior (excepto la cotización del contrato anual con subyacente precio spot alemán que experimentó un ligero descenso), en un contexto también ascendente del precio del mercado de contado en dichos mercados. En el mercado alemán, el mayor ascenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en agosto de 2016 (+4,6%). Mientras que en el mercado francés el mayor ascenso se registró en la cotización del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2017 (+6,5%).

A 30 de junio de 2016, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2017 se situó en el mercado español (43,35 €/MWh; -0,7% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (26,25 €/MWh; -0,2%) y en Francia (33,13 €/MWh; +6%).

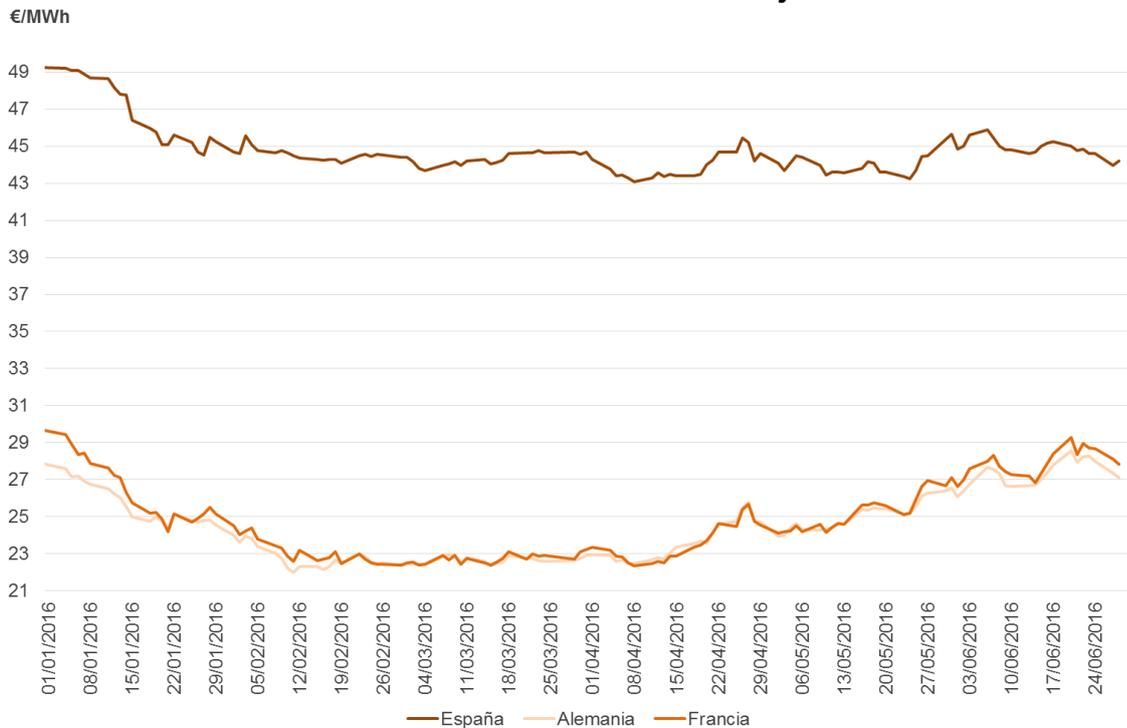
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	junio-16	mayo-16	% Variación jun. vs. may.	junio-16	mayo-16	% Variación jun. vs. may.	junio-16	mayo-16	% Variación jun. vs. may.
jul-16	43,30	45,50	-4,8%	25,60	25,51	0,4%	26,26	25,92	1,3%
ago-16	43,50	44,46	-2,2%	26,58	25,42	4,6%	25,85	25,09	3,0%
Q3-16	44,22	45,65	-3,1%	27,11	26,54	2,1%	27,84	27,10	2,7%
Q4-16	43,60	43,93	-0,8%	29,59	28,40	4,2%	36,73	34,99	5,0%
Q1-17	41,40	41,43	-0,1%	29,35	28,37	3,5%	40,05	37,60	6,5%
YR-17	43,35	43,65	-0,7%	26,25	26,29	-0,2%	33,13	31,26	6,0%

Nota: Cotizaciones de junio a 30/06/2016 excepto las del contrato Q3-16 a 28/06/2016 y cotizaciones de mayo a 31/05/2016.

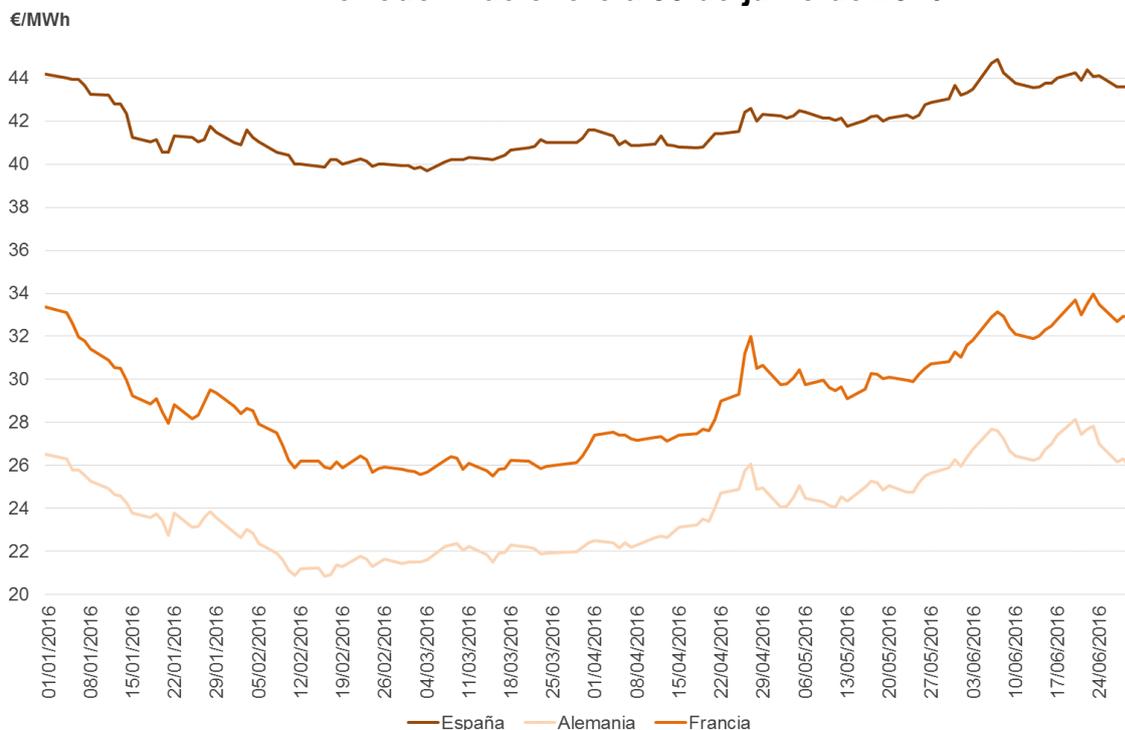
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q3-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 de enero a 30 de junio 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 enero a 30 de junio de 2016**



Fuente: EEX y OMIP.

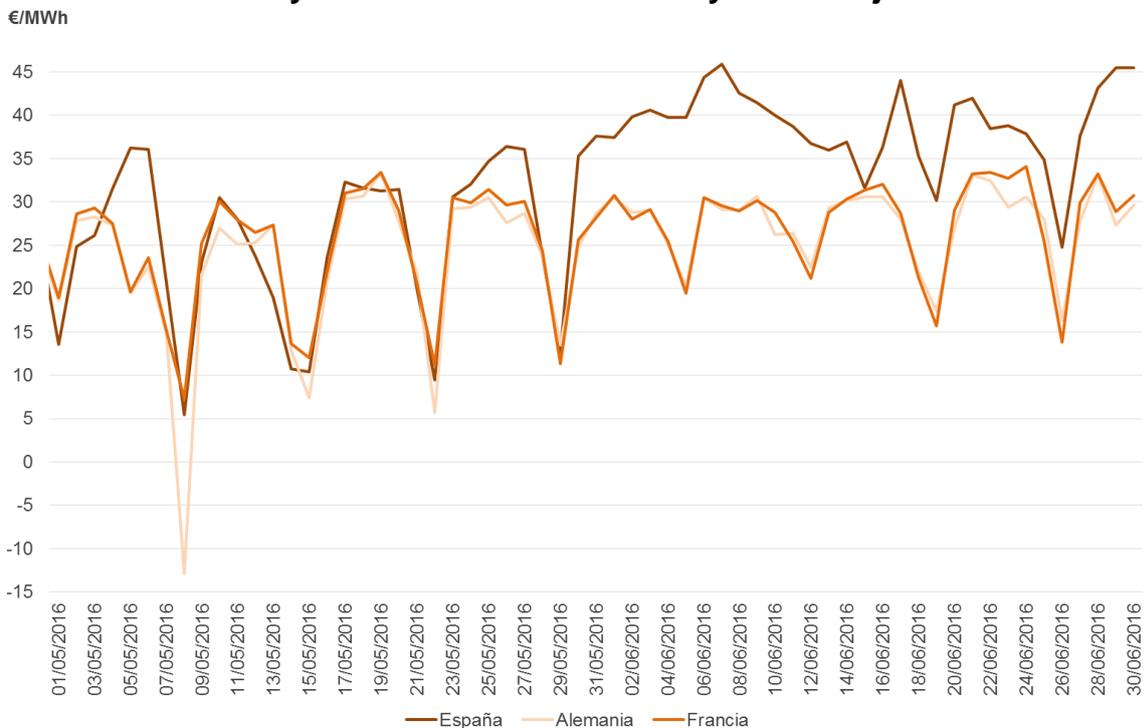
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 19), en el mes de junio el precio medio del mercado diario en España, 38,90 €/MWh, aumentó un 51% respecto al registrado en el mes anterior (25,77 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán y francés (27,69 €/MWh y 28,01 €/MWh, respectivamente), que aumentaron asimismo un 22,9% y 15,4%, respectivamente, respecto al del mes anterior.

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

Precios medios	junio-16	mayo-16	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	38,90	25,77	51,0%
Alemania	27,69	22,54	22,9%
Francia	28,01	24,27	15,4%

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 mayo a 30 de junio 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 OMIClear²³ y en EEX-ECC²⁴, por mes de negociación. El volumen negociado en junio 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 ambas cámaras ascendió a 260.540 GWh (superior en un 47,8% al volumen negociado en el mes anterior) y a 31.689 GWh (inferior en un 5,3% al volumen negociado en el mes anterior), respectivamente.

²³ Desde el 13 de junio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP. El propio 13 de junio se registró la primera transacción con subyacente precio spot francés en OMIP.

²⁴ 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 junio de 2016, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo (260.540 GWh en Alemania y 31.689 GWh en Francia) fueron 17,4 y 2,1 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (15.011 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 OMIClear y en EEX-ECC (GWh)

Periodo: junio de 2014 a junio de 2016

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
mar-16	163.908	32.305
abr-16	257.343	58.322
may-16	176.260	33.471
jun-16	260.540	31.689

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

mensuales²⁵ con liquidación en los meses de junio de 2014 a junio de 2016 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de junio de 2016, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró por tercer mes consecutivo un valor positivo (+2,32 €/MWh). Por el contrario, en el mercado alemán y francés las primas de riesgo ex post de dicho mes registraron un valor negativo (-2,31 €/MWh y -2,34 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de junio de 2014 a junio 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)
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
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

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

²⁵ 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 junio los precios spot del petróleo y del gas natural NBP, así como los precios de los contratos a plazo con vencimientos más próximos a la liquidación, mostraron una tendencia descendente con respecto al mes anterior; mientras que los precios de los contratos más lejanos a su vencimiento de dichos combustibles presentaron una tendencia ascendente. Los precios del carbón EEX ARA mostraron una tendencia ascendente con respecto al mes anterior, al igual que en el mes de mayo de 2016, en todos los vencimientos. Por el contrario los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ presentaron una tendencia decreciente con respecto al mes anterior.

En particular con datos a 30 de junio de 2016, el precio spot del Brent disminuyó un 1,6%, la cotización del contrato a plazo de petróleo con entrega a un mes se mantuvo estable y la del contrato con entrega a doce meses experimentó un ascenso del 1,4%, respecto a las del mes anterior. En concreto, el precio spot y el de los contratos a plazo a un mes y a doce meses se situaron al cierre de mes en 48,44 \$/Bbl, 49,68 \$/Bbl y 53,22 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot y la cotización del contrato a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el tercer trimestre de 2016 descendieron, en junio, un 7,4% y 1,3%, respectivamente, respecto a las del mes anterior; mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el cuarto trimestre de 2016 y en el primer trimestre de 2017 aumentaron un 5,1%, y 5,7%, respectivamente. En concreto, el precio spot y las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el tercer y cuarto trimestres de 2016 y primer trimestre de 2017 se situaron al cierre de mes en 13,98 €/MWh; 14,39 €/MWh; 17,26 €/MWh y 18,26 €/MWh, respectivamente.

En el caso de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, todos los contratos indicados en el Cuadro 8 mostraron un comportamiento ascendente, tanto las cotizaciones relativas al contrato con entrega en julio de 2016 (+5,5%; hasta los 53,30 €/t) como las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el tercer trimestre de 2016 (+6,6%, hasta los 54,22 €/t) y en el año 2017 (+11,6%, hasta los 55,5 €/t).

En el mes de junio los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂ presentaron, por el contrario, una tendencia descendente (-26,7% para los contratos con vencimiento en diciembre de 2016 y en diciembre de 2017). En particular, los precios a plazo de dichos derechos con vencimiento en diciembre de 2016 y en diciembre de 2017 descendieron a 4,47 €/t CO₂ y a 4,51 €/t CO₂, respectivamente.

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

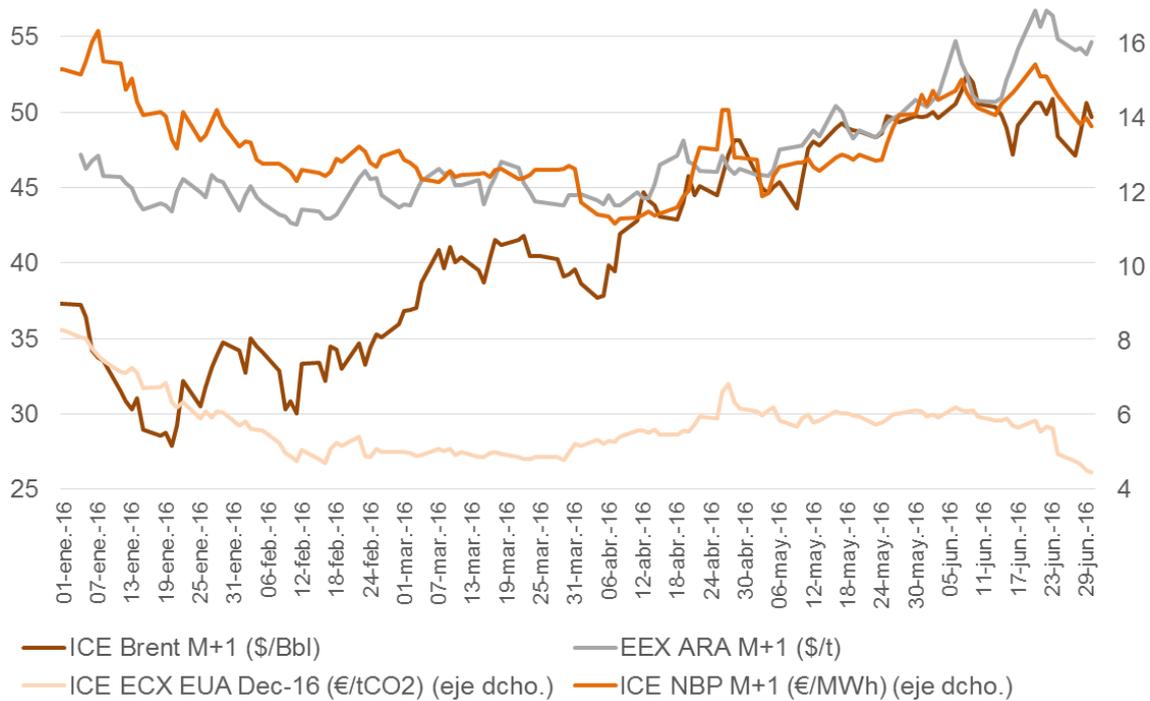
	Cotizaciones en Jun.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en May.-16: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-jun-16	Mín.	Máx.	31-may-16	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	30-jun-16	Mín.	Máx.	31-may-16	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Brent Spot	48,44	45,87	50,72	49,25	42,42	49,51	-1,6%
Brent entrega a un mes	49,68	47,16	52,51	49,69	43,63	49,76	0,0%
Brent entrega a doce meses	53,22	50,49	54,97	52,46	47,71	52,90	1,4%
Gas natural Europa €/MWh	30-jun-16	Mín.	Máx.	31-may-16	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Gas NBP Spot	13,98	13,88	15,56	15,10	12,20	15,10	-7,4%
Gas NBP entrega Q3-16	14,39	14,19	15,64	14,58	12,25	14,58	-1,3%
Gas NBP entrega Q4-16	17,26	16,10	18,82	16,42	14,50	16,42	5,1%
Gas NBP entrega Q1-17	18,26	17,03	19,93	17,27	15,60	17,27	5,7%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-jun-16	Mín.	Máx.	31-may-16	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Carbón EEX ARA Jul-16	53,30	50,36	56,76	50,53	46,19	50,84	5,5%
Carbón EEX ARA Q3-16	54,22	50,28	58,16	50,85	46,19	50,85	6,6%
Carbón EEX ARA Cal-17	55,50	49,25	58,50	49,75	45,15	49,75	11,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	30-jun-16	Mín.	Máx.	31-may-16	Mín.	Máx.	Jun. vs May.
Dchos. emisión EUA Dic-2016	4,47	4,47	6,21	6,10	5,70	6,20	-26,7%
Dchos. emisión EUA Dic-2017	4,51	4,51	6,89	6,15	5,74	5,25	-26,7%

- 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.

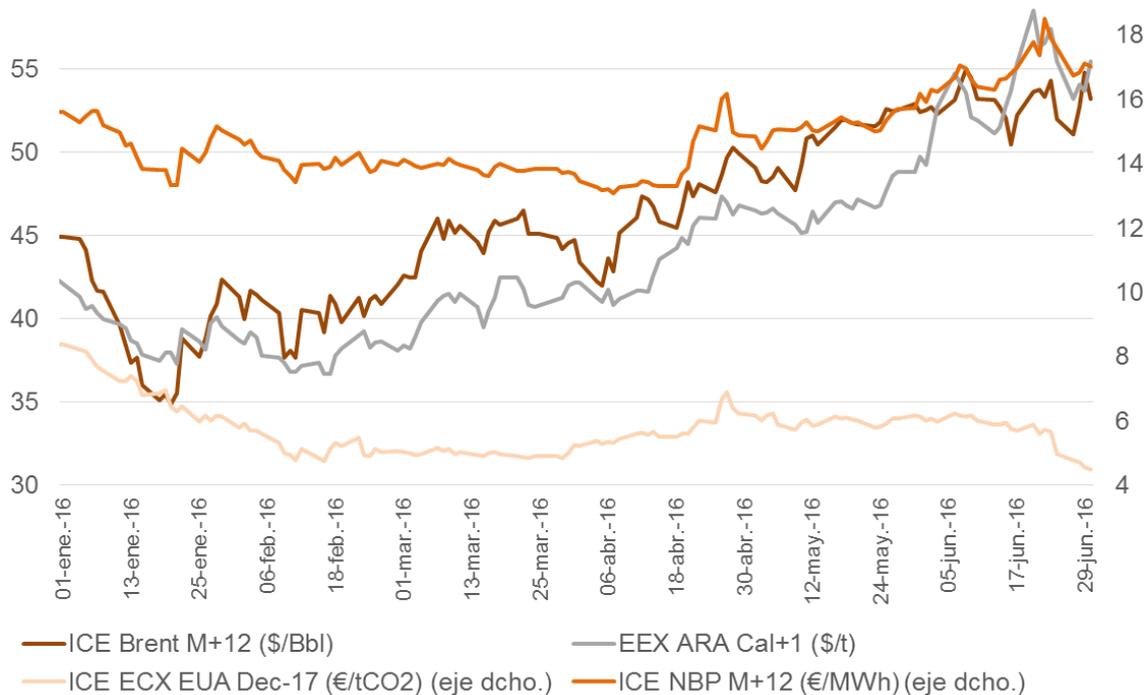
Las tendencias indicadas durante el mes de junio se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 20) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 21).

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 enero – 30 junio 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 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 enero– 30 junio 2016



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

Al cierre del mes de junio de 2016 (30 de junio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció ligeramente, situando en torno a 1,11 \$/€ frente a 1,12 \$/€ al final del mes anterior. Por el contrario, el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 0,83 £/€ frente a 0,76 £/€ al final del mes anterior. Por tanto, el euro y la libra se depreciaron con respecto al dólar como efecto del Brexit.

El precio del crudo (\$/Bbl) retrocedió por la ligera apreciación del dólar con respecto al euro y la incertidumbre sobre el efecto del Brexit. Asimismo, en el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido (en €/MWh) respecto a los del mes anterior de los contratos a más corto plazo habría influido la depreciación del precio de la libra respecto al euro. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a más largo plazo del gas NBP no disminuyeron, ya que se espera que el Brexit no altere los contratos de gas existentes y no se rescindan por aplicación de cláusulas de fuerza mayor.

Asimismo, las cotizaciones del carbón de junio aumentaron por la reducción en la oferta en un contexto de demanda estable.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ experimentaron una tendencia descendente en junio influenciados por el aumento de su oferta, la caída del precio del crudo a corto plazo y la incertidumbre sobre el efecto del Brexit, ya que Reino Unido es el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero de Europa y por tanto uno de los mayores compradores de derechos. El Brexit pone en cuestión la participación de Reino Unido en el esquema actual de derechos de emisión²⁶.

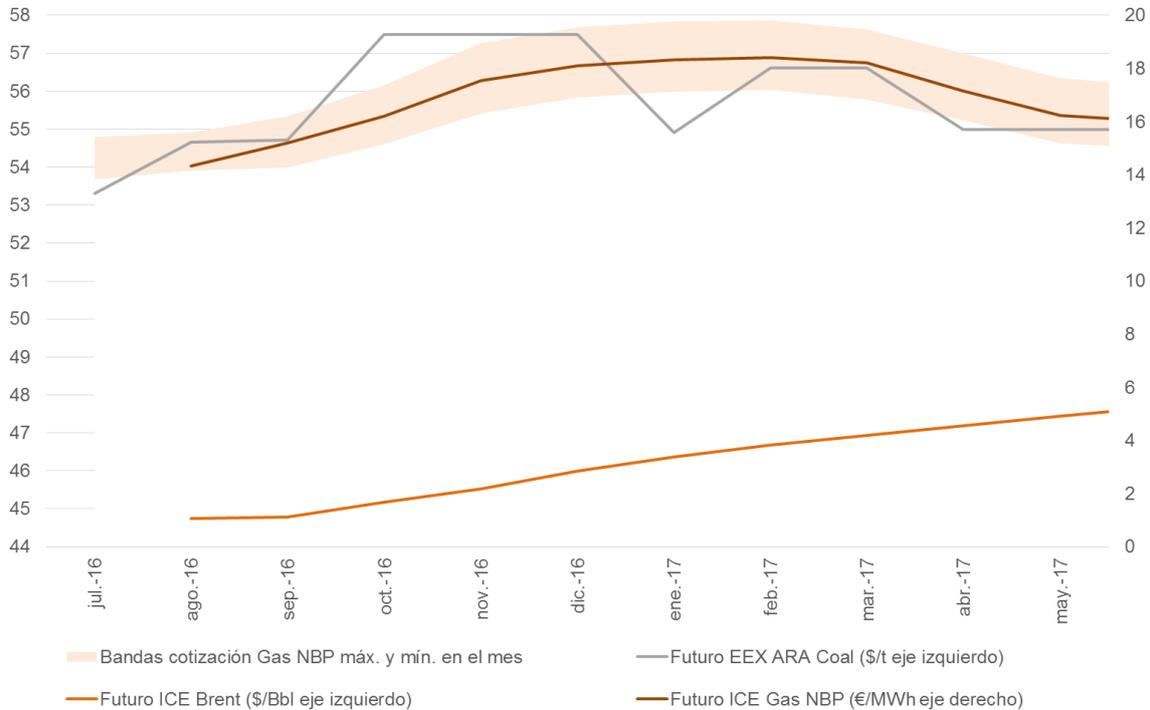
Al cierre del mes de junio (30 de junio) la curva a plazo del Brent a partir del horizonte de liquidación julio 2016 sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (véase Gráfico 22). Por otro lado, la curva a plazo del gas natural (NBP) también registra una situación de “contango” (tendencia ascendente de precios), especialmente a partir del cuarto trimestre de 2016, 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, que se interrumpe para el segundo trimestre de 2017.

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 junio. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 2,31€/MWh (1,96 €/MWh en el mes anterior).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una tendencia creciente de la curva a plazo, interrumpida para el horizonte enero 2017, y oscilando al cierre del mes de junio de 2016 entre un máximo de 57,50 \$/t en el cuarto trimestre de 2016 y un mínimo de 53,30 \$/t en julio de 2016.

²⁶ 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”).

Gráfico 22. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de junio de 2016 (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 Q3-16 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].

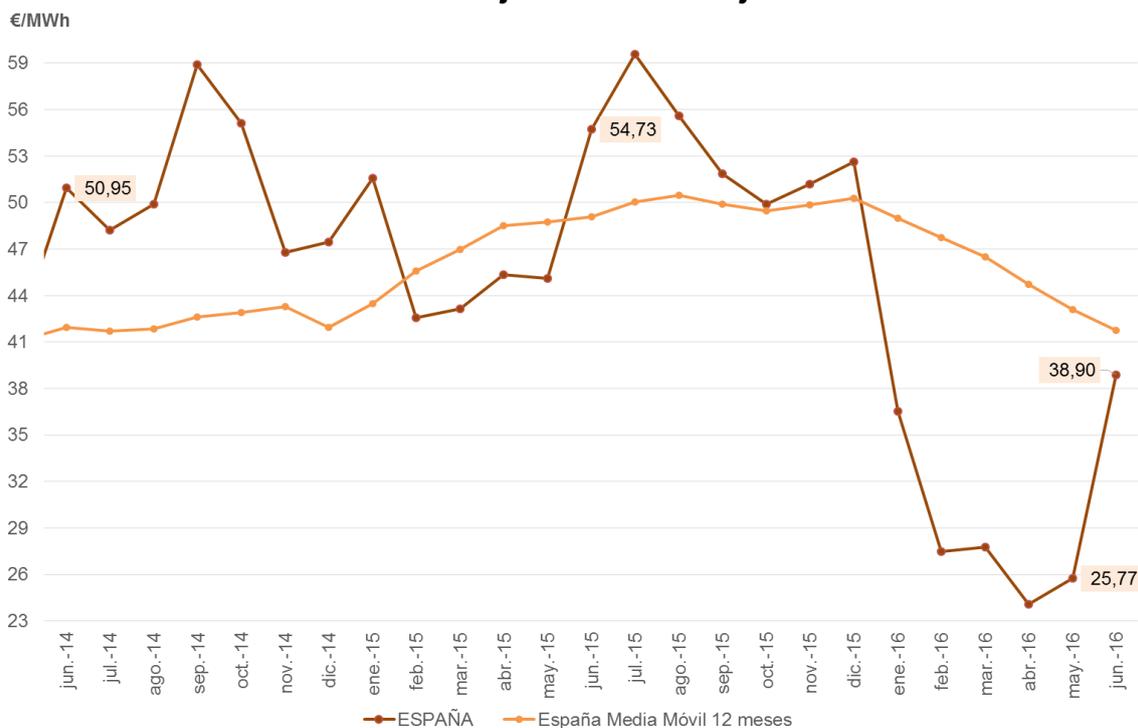
3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 23 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre junio de 2014 y junio de 2016. En el mes de junio de 2016 el precio spot medio mensual se situó en 38,90 €/MWh²⁷, un 51% superior al precio spot medio mensual registrado en el

²⁷ En junio de 2016 el precio spot medio portugués se situó en 38,28 €/MWh, un 0,62 €/MWh inferior al precio spot medio español (38,90 €/MWh). En 2016 la convergencia de precios entre ambos países está siendo muy elevada, existiendo un precio diferente en 418 horas de un total de 4.343 horas (13,1% del total de las horas del primer semestre de 2016). En 2015 la convergencia de precios entre 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).

mes anterior (25,77 €/MWh) y un 28,9% inferior al precio spot medio registrado en junio de 2015 (54,73 €/MWh).

Gráfico 23. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: junio de 2014 a junio de 2016

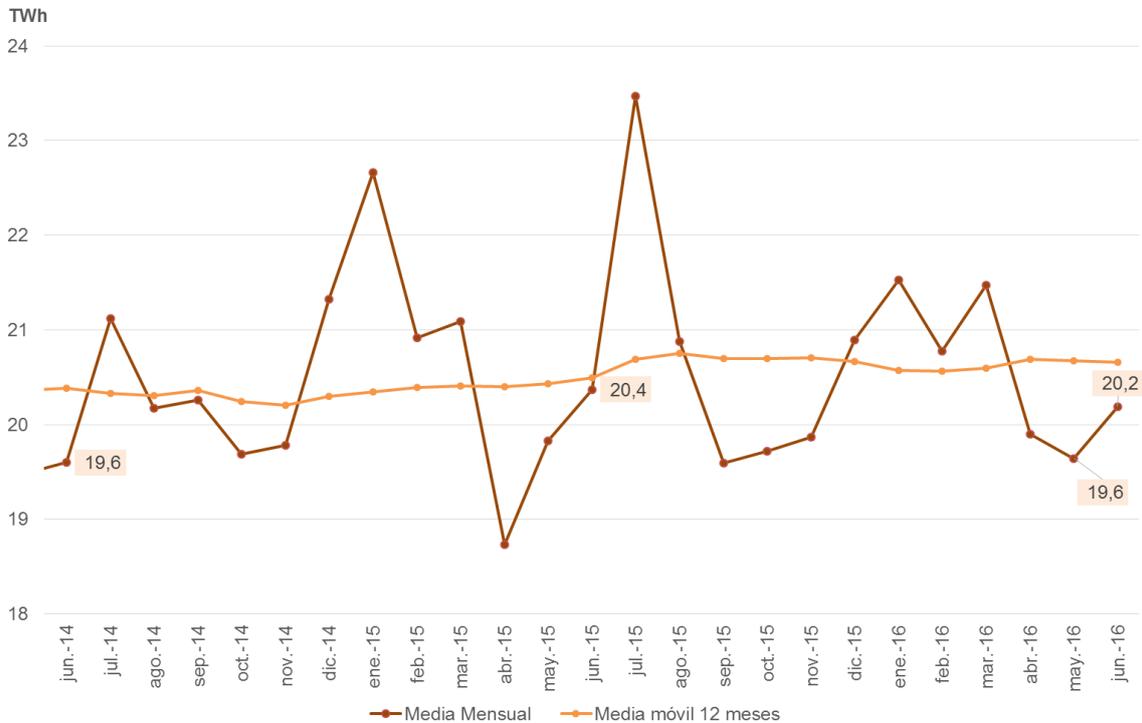


Fuente: OMIE.

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

En el mes de junio, la demanda se cifró en 20,2 TWh, un 2,8% superior al valor registrado en el mes anterior (19,6 TWh) y un 0,9% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,4 TWh en junio de 2015). En el mes de junio 2016, la demanda fue un 2,3% inferior a la media móvil anual (20,7 TWh).

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



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de junio 2015, mayo y junio 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 junio de 2016 destacó, con respecto al mes anterior, el descenso de la producción hidráulica (-42,7%) y eólica (-17,3%). Por el contrario, la producción mediante carbón, ciclo combinado y nuclear experimentaron un incremento notable (106,9%, 29,9% y 23,9%; respectivamente). El incremento del resto de generación procedente de fuentes renovables no compensó el descenso de la producción hidráulica y eólica. En particular en el mes de junio, la generación procedente de fuentes de energía renovable representó el 41,3% de la producción (55,4% en mayo).

El ascenso del precio de mercado spot en el mes de junio (+13,1 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior) estuvo motivado por el incremento de la demanda (+2,8%) y el descenso en la producción hidráulica y eólica (-42,7% y -17,3%, respectivamente); lo que motivó un incremento de la producción mediante carbón y ciclos combinados (106,9%, 29,9%, respectivamente).

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

	jun-16	may-16	jun-15	% Var. jun-16 vs. may-16	% Var. jun-16 vs. jun-15	2015	2015 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,07	5,36	2,61	-42,7%	17,7%	30,81	12,4%
Nuclear	4,83	3,89	3,77	23,9%	28,0%	54,75	22,1%
Carbón	2,04	0,99	5,33	106,9%	-61,7%	50,92	20,5%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	1,87	1,44	1,88	29,9%	-0,5%	25,33	10,2%
Eólica	3,25	3,93	2,87	-17,3%	13,2%	47,70	19,2%
Solar fotovoltaica	0,87	0,79	0,84	10,2%	2,5%	7,82	3,2%
Solar térmica	0,85	0,52	0,73	62,8%	15,1%	5,08	2,1%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,29	0,39	2,7%	-22,8%	4,62	1,9%
Cogeneración	2,14	2,11	2,04	1,4%	5,2%	25,08	10,1%
Residuos	0,25	0,17	0,18	47,4%	38,7%	1,89	0,8%
Total Generación	19,47	19,49	20,65	-0,1%	-5,7%	254,01	102,4%
Consumo en bombeo	-0,24	-0,49	-0,15	-52,0%	53,5%	-4,52	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,12	-0,10	-0,12	19,2%	0,6%	-1,33	-0,5%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,09	0,75	0,00	45,2%	122375,8%	-0,13	-0,1%
Total Demanda transporte	20,19	19,64	20,37	2,8%	-0,9%	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.

