



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*DICIEMBRE DE 2015*)

21 de enero 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	21
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	22
3.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	25
3.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	27
3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-16 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	32
3.5. Análisis de los precios spot en España	33

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 diciembre de 2015, en un contexto ascendente 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 mostraron sin embargo una evolución decreciente, con la única excepción de las relativas al contrato mensual con liquidación en marzo de 2016 (0,7%).

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en enero y febrero de 2016 contabilizaron descensos del 8,3% y 4,7%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2016 experimentaron caídas del 0,4%, 1,4%, 3,5% y 2,1%, respectivamente. En concreto, los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes (31 de diciembre, excepto para el contrato FTB Q1-16, con cierre el 29 de diciembre) en 47,40 €/MWh el Q1-16, 43,65 €/MWh el Q2-16, en 49,25 €/MWh el Q3-16 y en 45,75 €/MWh el Q4-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (29 de diciembre) en 46,70 €/MWh, con un descenso del 1,5% respecto a la registrada en el mes anterior. Asimismo, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2017 descendió un 3,2% respecto a la registrada en el mes anterior y se situó a cierre de mes (31 de diciembre) en 44,20 €/MWh.

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

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

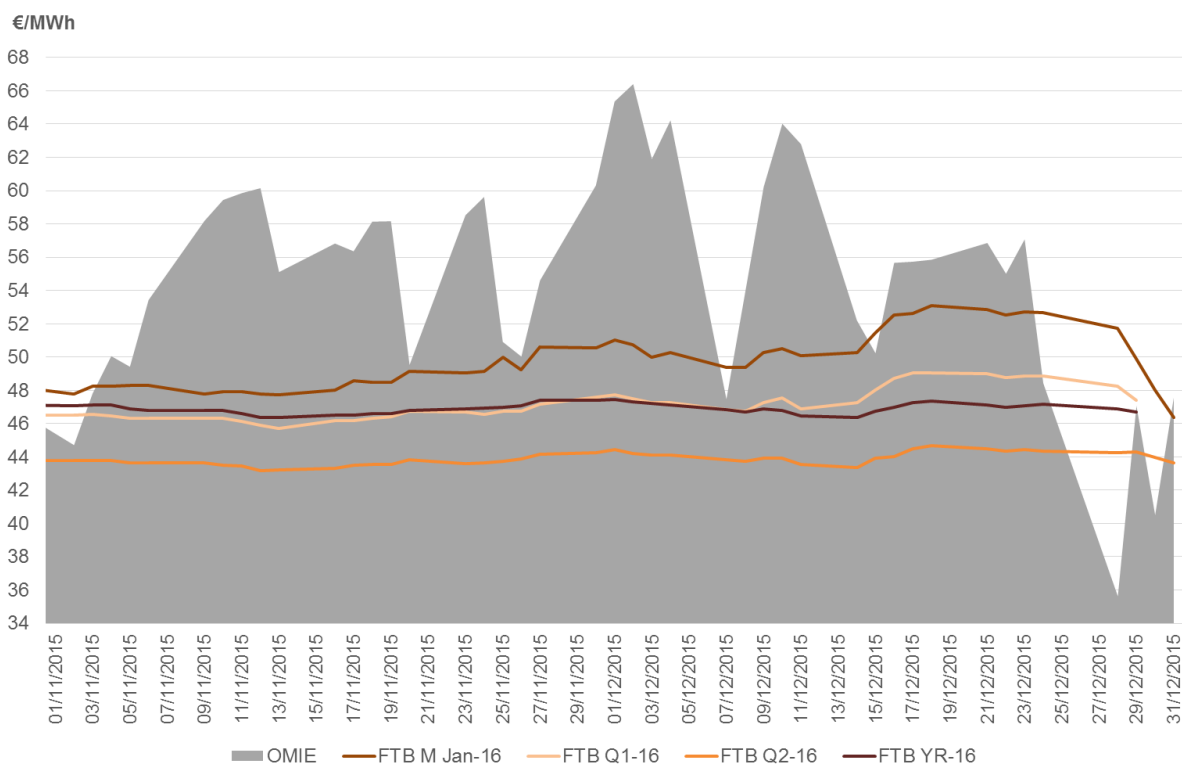
Contratos	MES DE DICIEMBRE DE 2015				MES DE NOVIEMBRE DE 2015				% Variación últ. cotización dic-15 vs. nov-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Jan-16	46,35	53,09	46,35	50,83	50,55	50,60	47,75	48,64	-8,3%
FTB M Feb-16	47,25	50,80	47,25	49,44	49,58	49,58	46,90	48,53	-4,7%
FTB M Mar-16	43,10	44,10	41,73	43,07	42,79	44,91	41,48	42,36	0,7%
FTB Q1-16	47,40	49,05	46,75	47,91	47,60	47,60	45,70	46,47	-0,4%
FTB Q2-16	43,65	44,68	43,35	44,09	44,25	44,25	43,15	43,65	-1,4%
FTB Q3-16	49,25	50,93	49,03	49,71	51,01	51,92	49,95	50,80	-3,5%
FTB Q4-16	45,75	46,77	45,50	46,04	46,71	48,28	45,87	46,41	-2,1%
FTB YR-16	46,70	47,45	46,35	46,97	47,40	47,40	46,38	46,84	-1,5%
FTB YR-17	44,20	45,70	44,00	44,63	45,65	46,25	45,35	45,71	-3,2%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de diciembre a 31/12/2015 (excepto para FTB Q1-16 y FTB YR-16, a 29 de diciembre) y de noviembre a 30/11/15.

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.

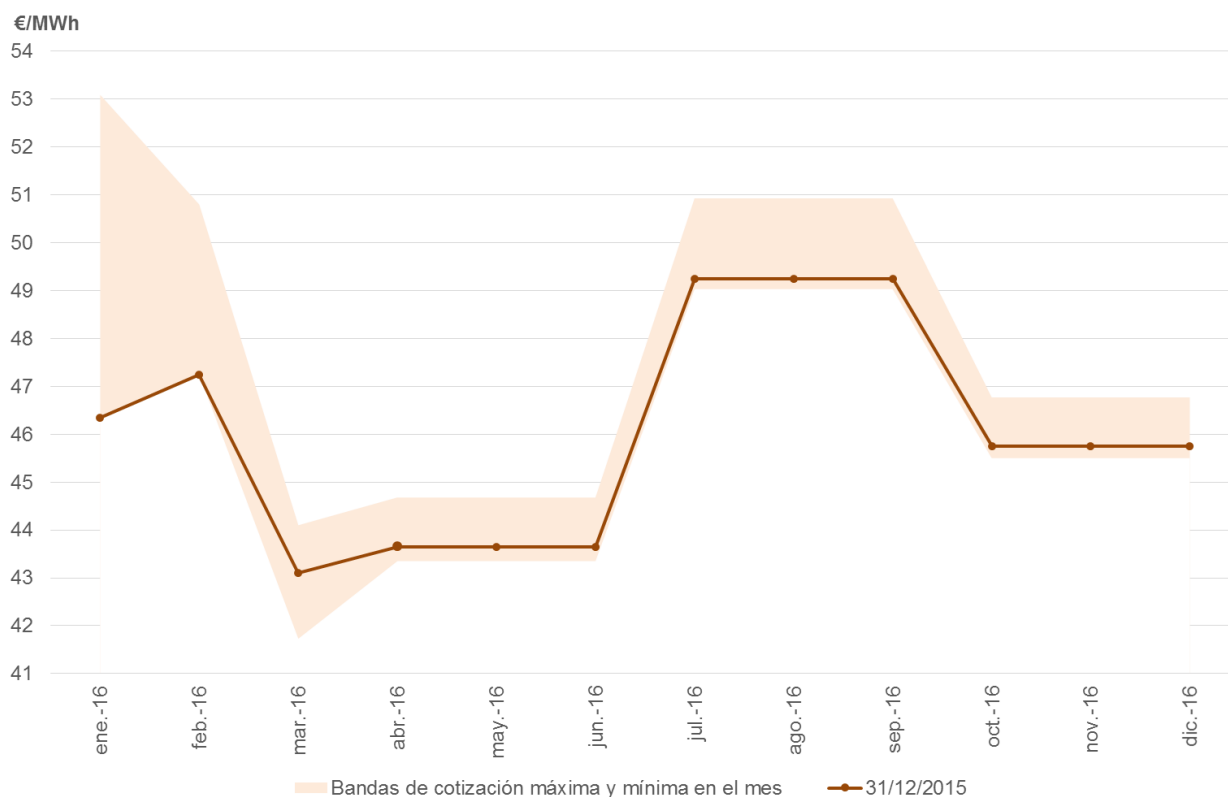
Periodo: 1 de noviembre – 31 de diciembre de 2015



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de diciembre de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo hasta el horizonte de liquidación marzo 2016, con un repunte en el tercer trimestre de 2016.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de diciembre de 2015



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

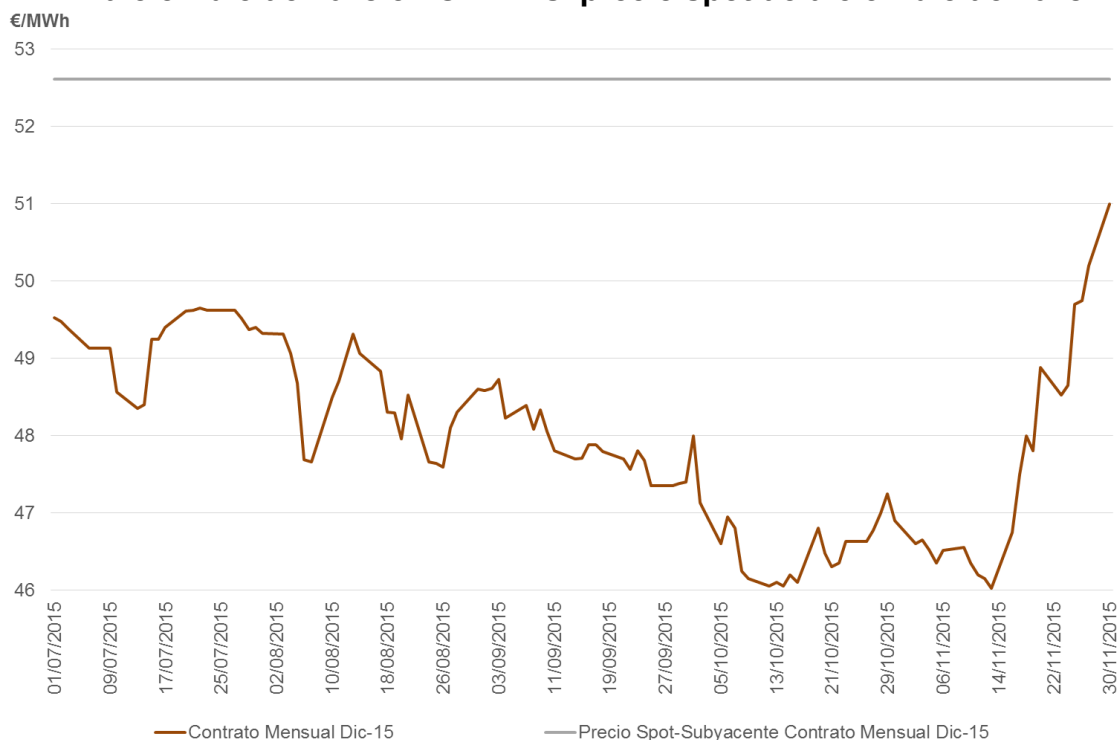
En el mes de diciembre, el precio medio del mercado diario (52,61 €/MWh) ascendió un 2,8% respecto al registrado en el mes anterior (51,20 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en diciembre de 2015 (30 de noviembre de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 51 €/MWh para dicho mes, un 3,1% inferior al precio spot finalmente registrado (52,61 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP², se alcanzaron respectivamente el 30 de noviembre (máxima de 51 €/MWh) y el 13 de noviembre de 2015 (mínima de 46,03 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 4,97 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post³ fueron negativas durante todo el horizonte de cotización del contrato. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas) durante todo el periodo de cotización del contrato.

² Del 1 de julio de 2015 al 30 de noviembre de 2015.

³ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2015 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en diciembre de 2015.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2015 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2015



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

Para el mes de enero de 2016, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 31 de diciembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 46,35 €/MWh.

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

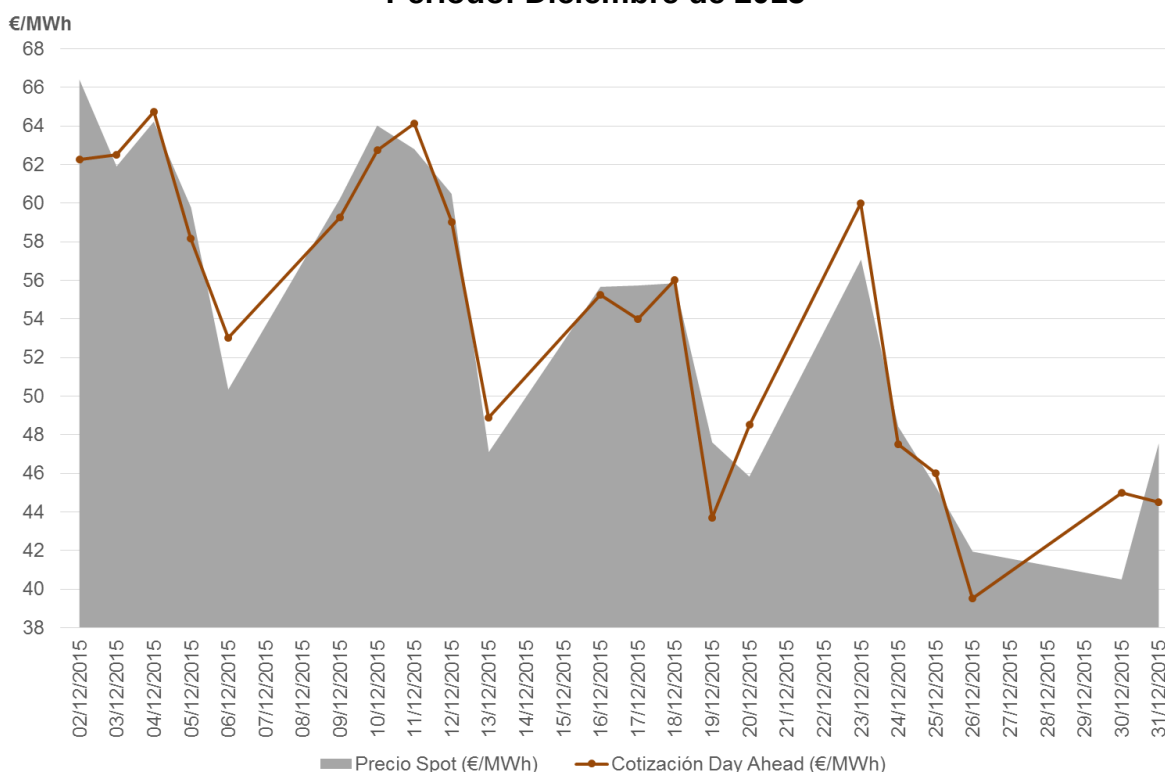
En diciembre de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, de media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 30 de diciembre y ascendió a 4,50 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en diciembre de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁴) ascendió a 54,23 €/MWh, 0,20 €/MWh superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en diciembre de 2015 (54,03 €/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 y el precio del

⁴ Cabe señalar que los contratos a plazo *day-ahead* se negocian en OMIP de lunes a viernes, para liquidación de martes a sábado, respectivamente, y por tanto, no se negocian contratos *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes.

subyacente) fue negativa (-0,20 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh.
Periodo: Diciembre de 2015



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 noviembre y diciembre de 2015⁶.

En el mes de diciembre de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 18,5 TWh, un 15,3% superior al volumen registrado en el mes anterior (unos 16 TWh en noviembre de 2015), y un 13,1% superior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (16,3 TWh en diciembre de 2014). En el acumulado de todo el año 2015 se han negociado 155,9 TWh, un 51,4% inferior al volumen negociado durante el año 2014 (320,8 TWh).

El volumen negociado en OMIP en diciembre de 2015 representó el 11,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 8,2% en noviembre de 2015. En el conjunto del año 2015, el volumen negociado en OMIP supuso el 9,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC)⁷.

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados durante el año 2015 (155,9 TWh) representó el 62,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (247,8 TWh); inferior al porcentaje (131,9%) que representó la negociación en dichos mercados en todo el año 2014 (320,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (243,2 TWh).

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 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.

⁷ En el año 2014, dicho porcentaje se situó en el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

En el mes de diciembre de 2015, 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 12,1 TWh (25,9% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en diciembre de 2015 para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC) sobre el volumen total negociado en el mercado OTC representó el 74,5% situándose para el conjunto de 2015 en un 54,3%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (26,9%), situándose para el conjunto de 2014 en un 29,4%.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual diciembre 2015	Mes anterior noviembre 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
OMIP	2.172	1.320	64,6%	15.364	37.527
EEX	58	40	44,5%	609	0
OTC	16.245	14.660	10,8%	139.959	283.229
OTC registrado y compensado*:	12.097	9.605	25,9%	75.932	83.133
OMIClear	3.425	2.882	18,9%	31.016	49.558
BME Clearing	4.290	2.971	44,4%	23.090	32.127
European Commodity Clearing (ECC)	4.382	3.753	16,7%	21.825	1.448
Total (OMIP, EEX y OTC)	18.476	16.020	15,3%	155.932	320.755

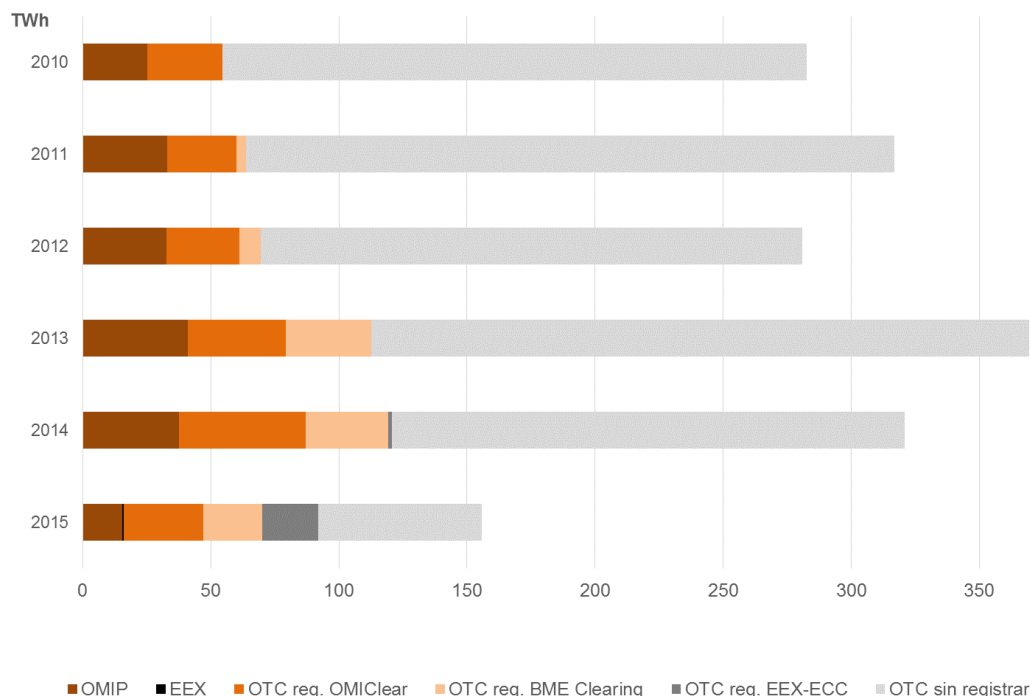
*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse 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 2010 hasta el 31 de diciembre de 2015, 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.

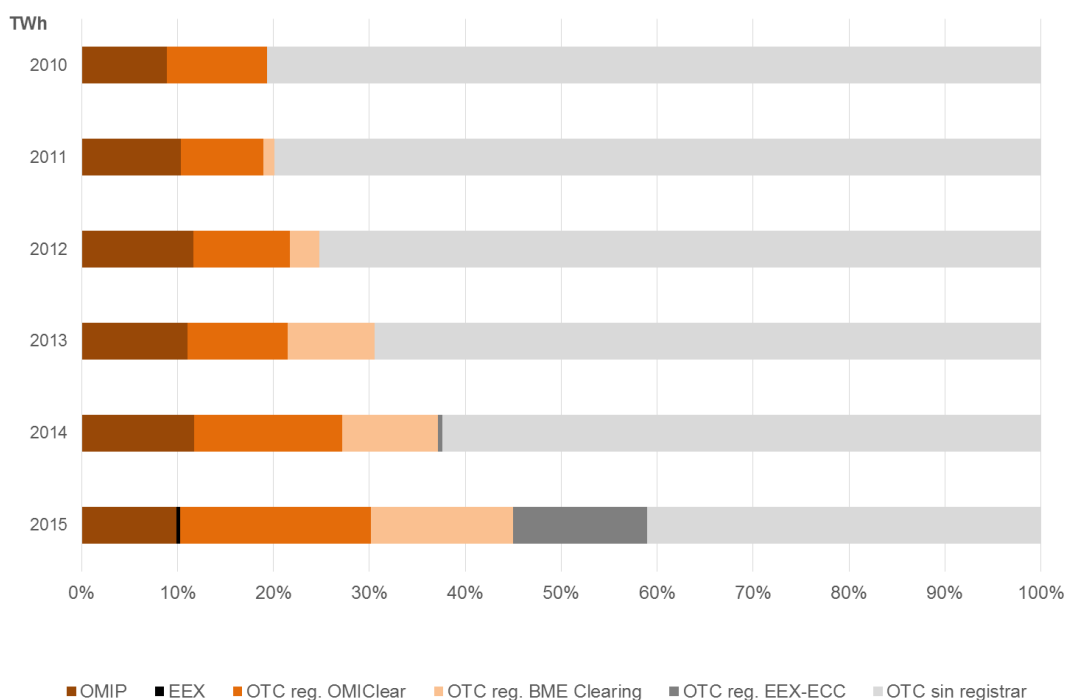
⁸ EEX-ECC acordó con OMIP- OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan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

**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
(enero de 2010 a diciembre de 2015)**



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

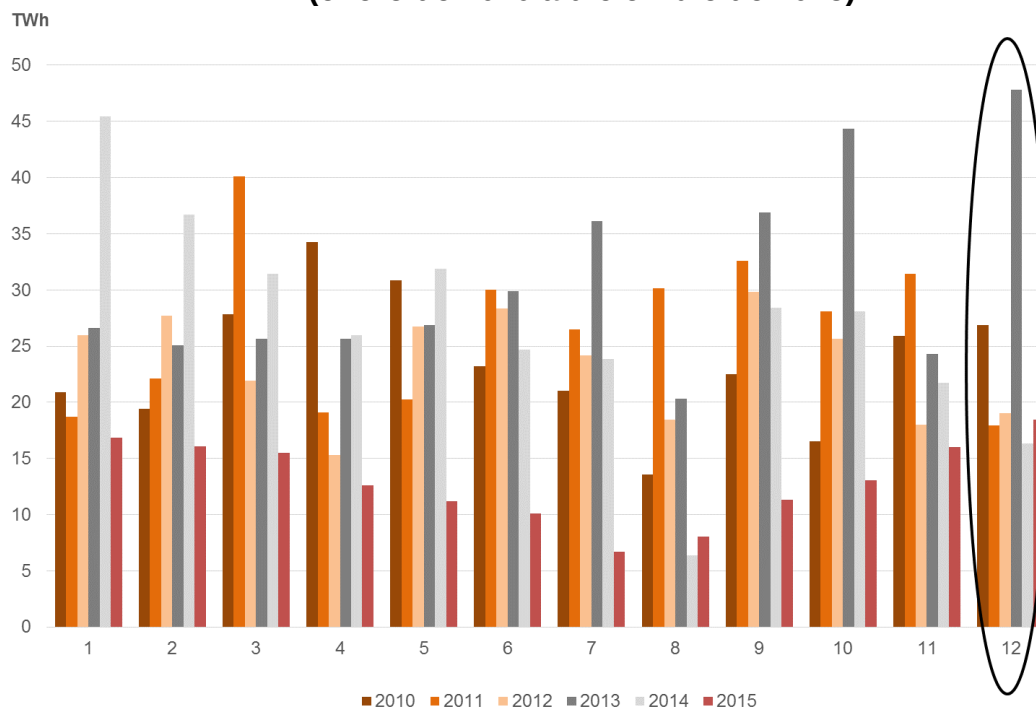
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
(enero de 2010 a diciembre 2015)**



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 2010 hasta diciembre de 2015.

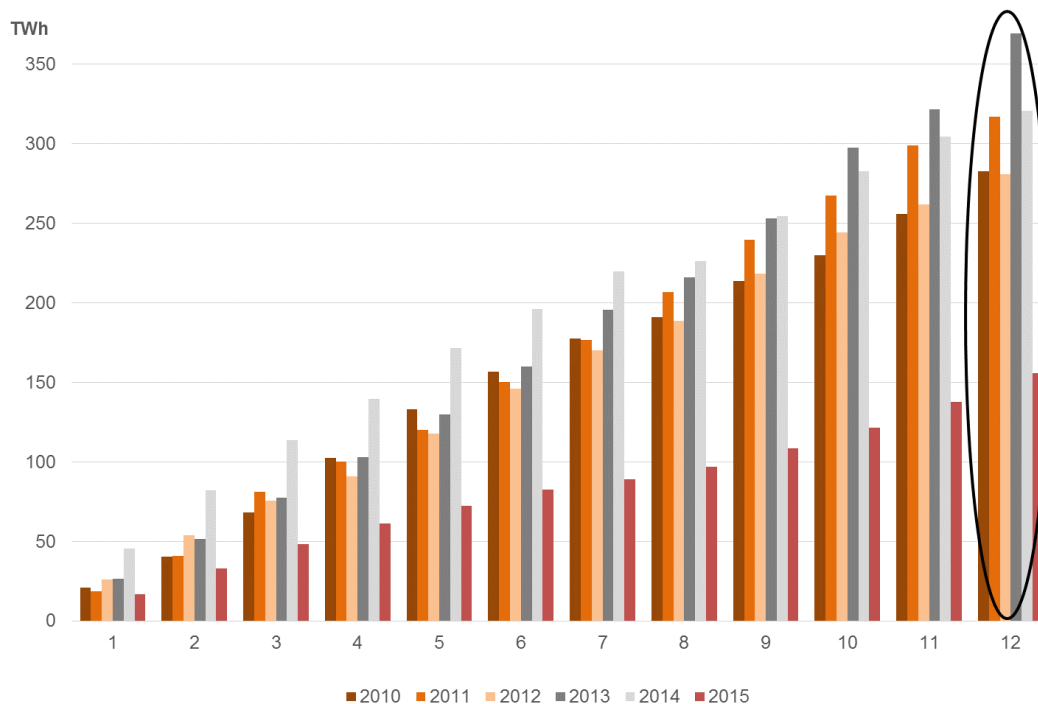
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a diciembre de 2015)



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 2010 a diciembre de 2015)



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

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

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de noviembre y diciembre de 2015, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre diciembre de 2013 y diciembre de 2015, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En diciembre de 2015 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 94,4% (17,4 TWh). En el mes de noviembre de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (92,5%; 14,8 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 5,6% (1 TWh), siendo en el mes de noviembre de 2015 superior dicho porcentaje de negociación (7,5%; 1,2 TWh).

En diciembre de 2015 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 65,9% (11,5 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (17,4 TWh)⁹. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 24,3% (4,2 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 4 TWh, el 34,7% de los contratos anuales negociados y el 21,8% del volumen total negociado. Por su parte, el contrato con vencimiento a tres años vista (Cal+3, con liquidación en 2018), que comenzó a negociarse por primera vez en septiembre de 2015, no se negoció durante el mes de diciembre, mientras que en el mes anterior alcanzó un volumen negociado de 0,1 TWh (2% de los contratos anuales negociados en dicho mes).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 49,9% (0,5 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1 TWh)¹⁰, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 44,7% (0,46 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 dic-15	Mes anterior nov-15	% Variación	Total 2015	% Total 2015	Total 2014	% Total 2014
Diario	517	626	-17,4%	8.033	43,6%	10.044	30,2%
Fin de semana	55	46	21,1%	1.119	6,1%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	103	0,6%	7	0,02%
Semana	463	531	-12,8%	9.185	49,8%	21.368	64,2%
Total Corto Plazo	1.035	1.202	-13,9%	18.439	11,8%	33.307	10,4%
Mensual	1.707	3.492	-51,1%	32.771	23,8%	81.839	28,5%
Trimestral	4.238	4.665	-9,1%	52.258	38,0%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	281	0,2%	0	0,0%
Anual	11.496	6.661	72,6%	52.183	38,0%	85.578	29,8%
Total Largo Plazo	17.441	14.818	17,7%	137.493	88,2%	287.449	89,6%
Total	18.476	16.020	15,3%	155.932	100%	320.755	100%

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

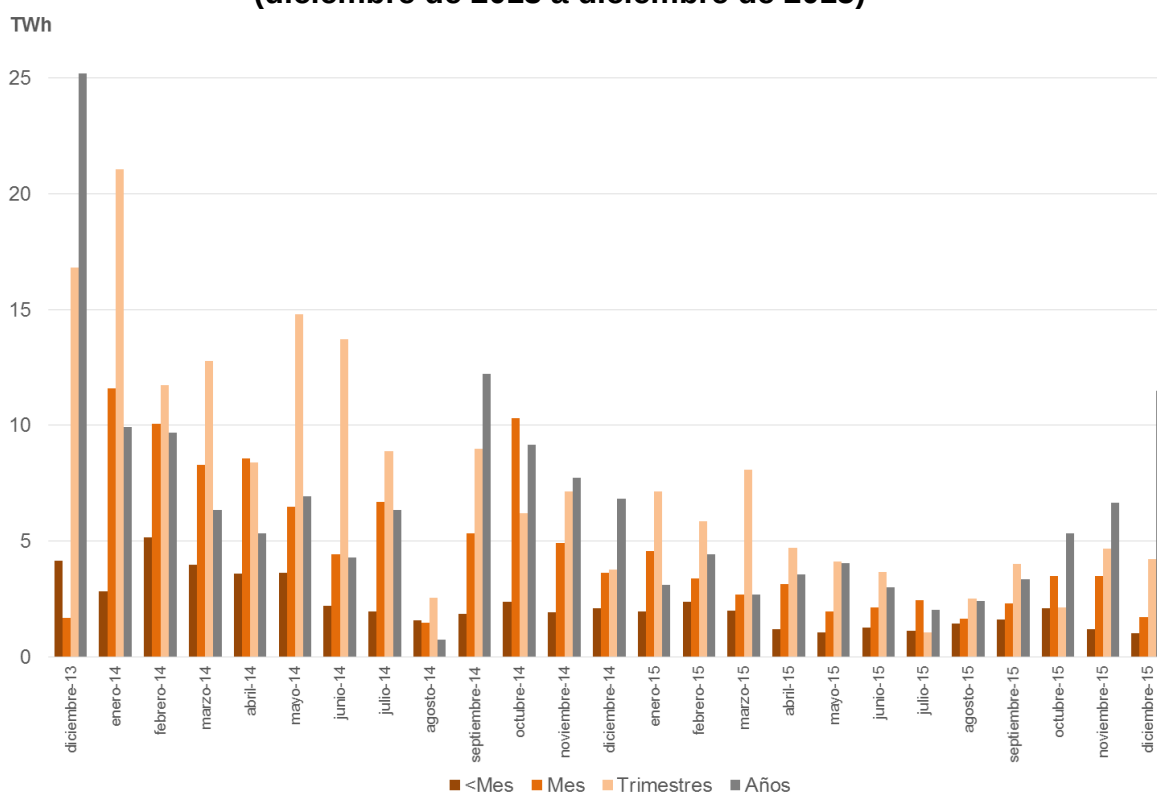
⁹ En el mes de noviembre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (44,9%; 6,7 TWh).

¹⁰ En el mes de noviembre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (52,1%; 0,6 TWh).

En el año de 2015 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 88,2% (137,5 TWh). El año anterior dicho porcentaje de negociación fue algo superior (89,6%; 287,4 TWh). En ambos años, los contratos de largo plazo con mayor volumen de negociación fueron los contratos trimestrales, con el 33,5% en 2015 y el 41,8% en 2014.

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 el año 2015, en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 11,8% (18,4 TWh). En el año 2014, dicho porcentaje se situó en un 10,4% (33,3 TWh). En ambos años, los contratos de corto plazo más negociados fueron los semanales, al representar el 49,8% y el 64,2% del total en 2015 y 2014, respectivamente.

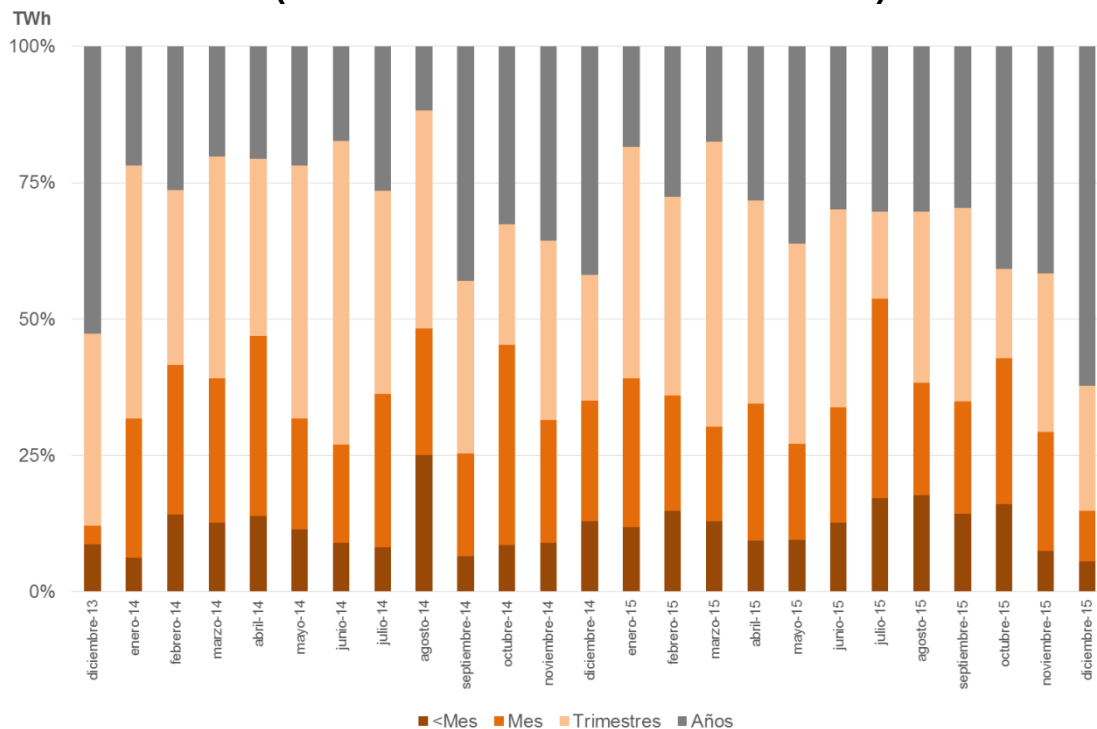
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (diciembre de 2013 a diciembre de 2015)



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 %) (diciembre de 2013 a diciembre de 2015)



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.

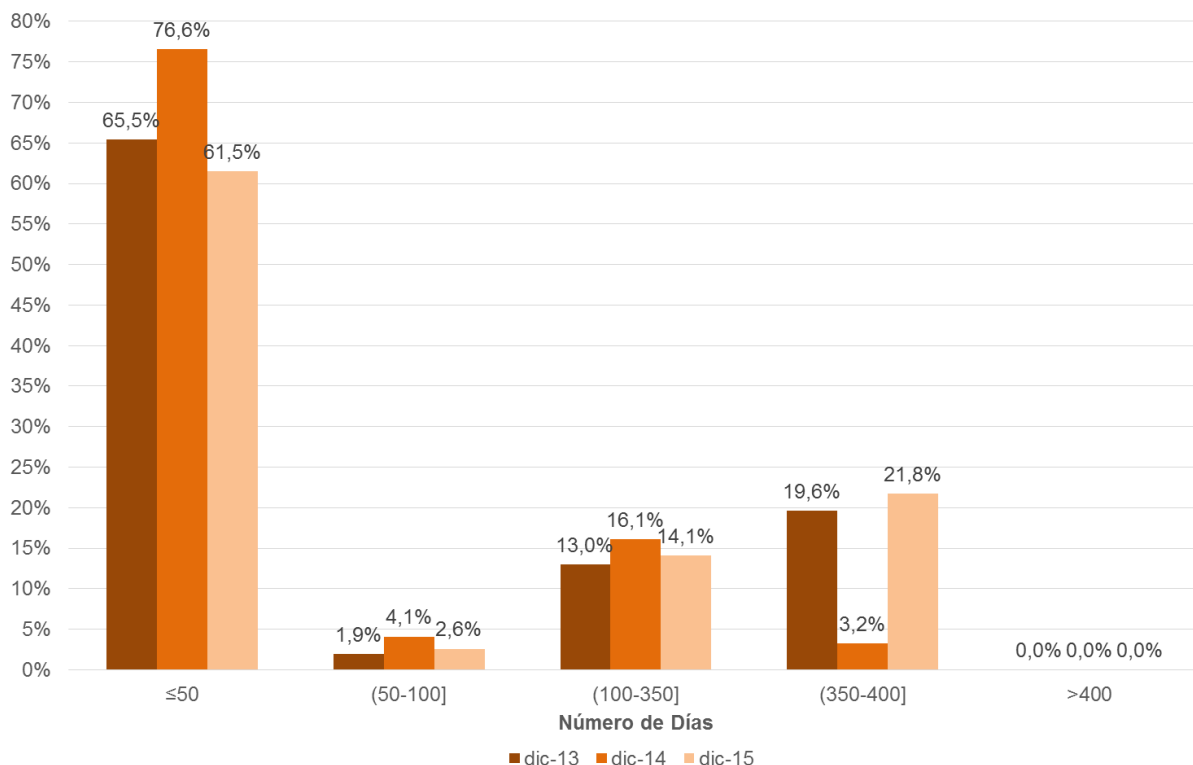
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 diciembre de 2015, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos con vencimientos próximos a la fecha de negociación. En particular, el 64,1% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de diciembre de 2015 iniciarán su liquidación en los próximos 100 días, cifrándose para el conjunto de 2015 en el 63,4% (en diciembre de 2014 este porcentaje se situó en el 80,7%, cifrándose para el conjunto de 2014 en el 65%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista Cal+2, negociados en diciembre de 2015, ascendió a 4 TWh, el 21,8% del volumen total de contratos negociados (0,5 TWh en diciembre de 2014) (véase Gráfico 11). El contrato Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) no fue negociado durante el mes de diciembre.

Gráfico 11. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

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

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

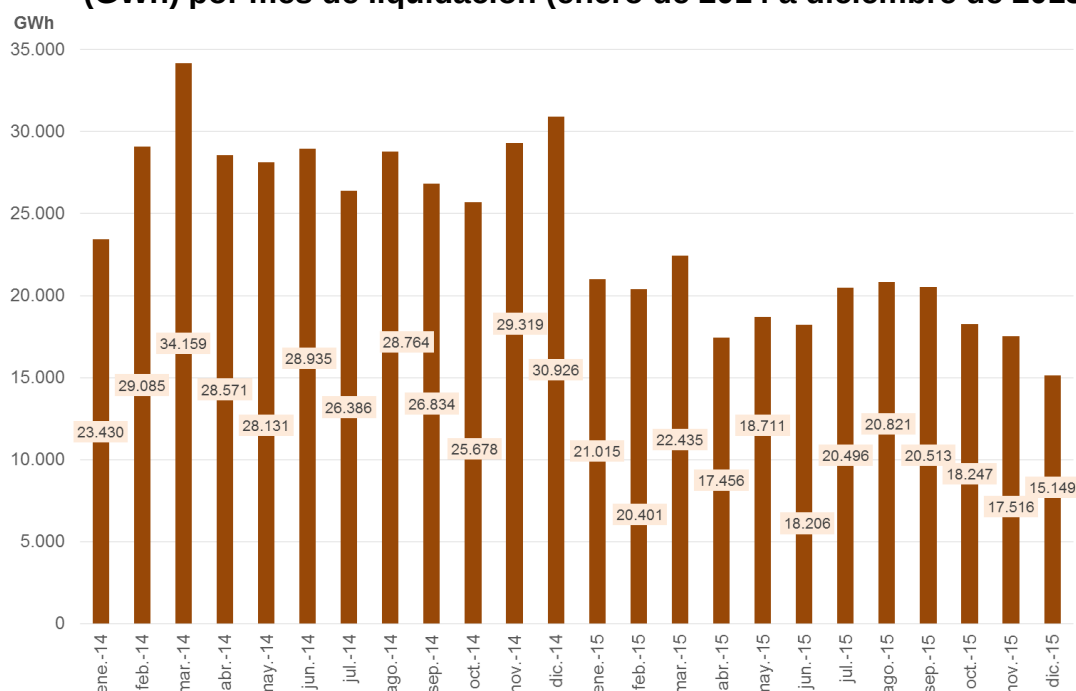
Hasta el 31 de diciembre de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en diciembre de 2015¹¹ se situó en torno a 15.149 GWh, un 13,5% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2015 (17.516 GWh), y un 51% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en diciembre de 2014 (30.926 GWh).

¹¹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2015: mensual dic-15, trimestral Q4-15, anual-15, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado hasta el 31 de diciembre de 2015 sobre contratos con liquidación en diciembre de 2015, el 93,2% (14.114 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual dic-15, trimestral Q4-15 y anual 2015), mientras que el 6,8% restante (1.035 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 diciembre de 2015 (15.149 GWh) representó el 72,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.850 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación (enero de 2014 a diciembre de 2015)



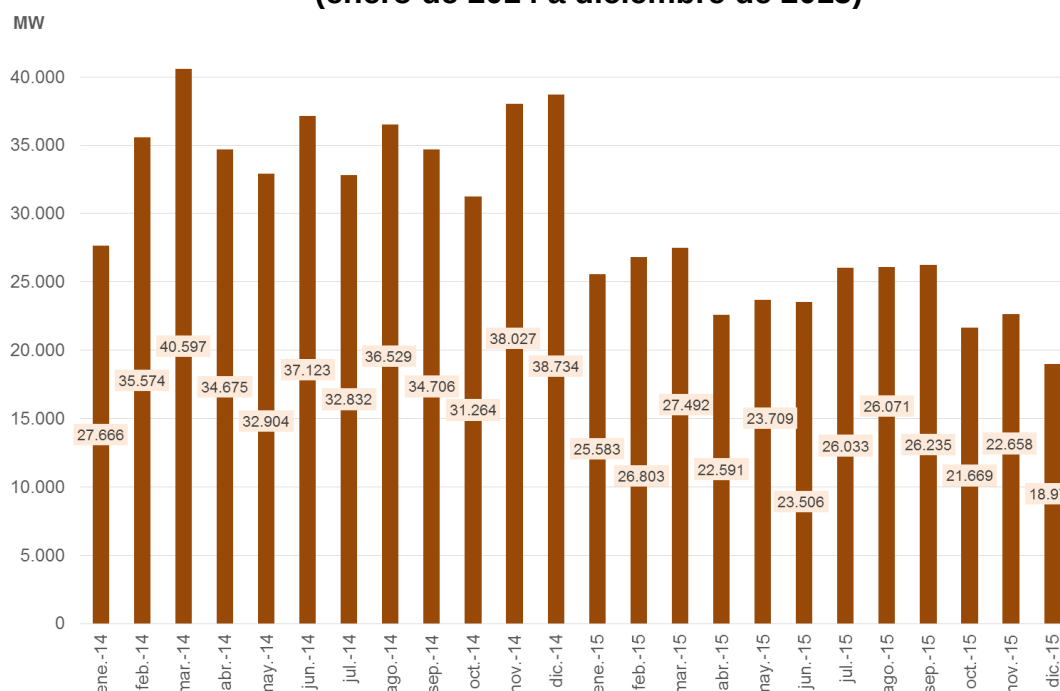
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 liquidación¹². El volumen total negociado en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en diciembre de 2015 (dic-15, Q4-15 y anual 2015) se situó en torno a 18.971 MW, un 16,3% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2015 (22.658 MW) y un 51% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de

¹² Contratos que se liquidan todos los días del mes.

diciembre de 2014 (38.734 MW). El 36,6% (6.944 MW) del volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de diciembre de 2015 (18.971 MW) se registró en OMIClear¹³ (Gráfico 14) y el 9,1% (1.724 MW) se registró en BME Clearing (Gráfico 15). El volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de diciembre de 2015 (18.971 MW) representó el 67,7% de la demanda horaria media de dicho mes (28.024 MW).

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación* (enero de 2014 a diciembre de 2015)



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

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

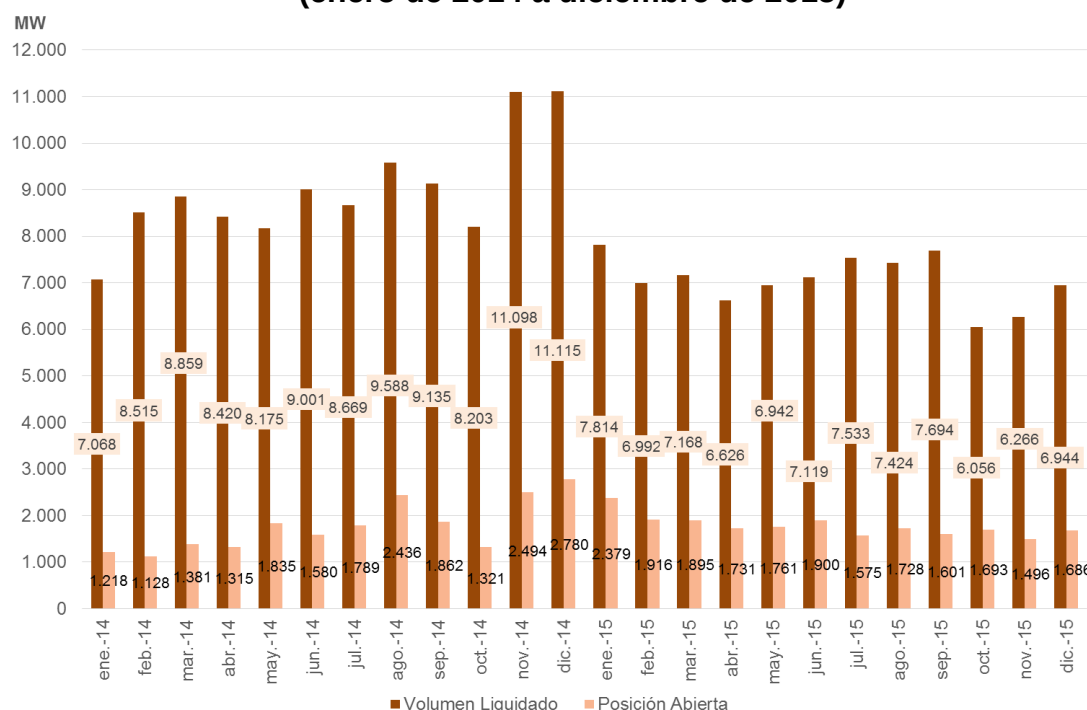
Posición abierta en OMIClear

La CNMC, dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado a plazo gestionado por OMIP, pero no respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no dispone de información sobre las contrapartes de las transacciones realizadas en el mercado OTC que no se hayan registrado en OMIClear, por lo que se desconoce el volumen de posición abierta global al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara.

¹³ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

En este sentido, de los 6.944 MW con liquidación en diciembre de 2015 que se registraron en OMIClear, el 75,7% (5.258 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 24,3% restante (1.686 MW) quedaron abiertas¹⁴ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 75,7% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores¹⁵ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en diciembre de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 20,4% mientras que con liquidación en 2015 ascendió al 25,6%.

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁶ (MW)*
(enero de 2014 a diciembre de 2015)**



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

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.

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.

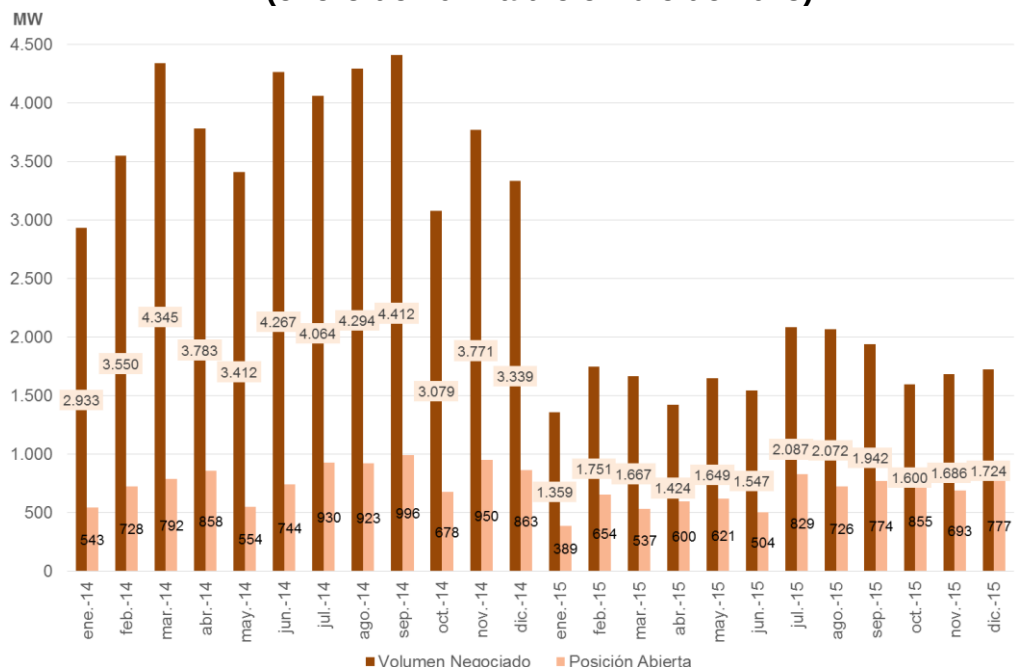
Posición abierta en BME Clearing

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 diciembre de 2015 (18.971 MW), el 9,1% (1.724 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 54,9% (947 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 45,1% restante (777 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2014 ascendió al 21,5% mientras que con liquidación en 2015 ascendió al 39,7%.

¹⁷ Información publicada por MEFF en su página web.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta¹⁸ (MW)*
(enero de 2014 a diciembre de 2015)**



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing.

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) 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.

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.

3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot 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 diciembre de 2015, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas tanto en el mercado alemán como en el mercado francés.

En el mercado alemán, las cotizaciones de todos los contratos a plazo considerados presentaron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto igualmente descendente del precio del mercado de contado. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en febrero de 2016 (-9,8%).

Asimismo, en el mercado francés las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto también descendente del precio del mercado de contado. Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las del contrato mensual con liquidación en febrero de 2016 (descenso del 8,5%).

Por último, en el mercado español, en un contexto ascendente del precio del mercado de contado, las cotizaciones de todos los contratos a plazo considerados presentaron decrementos respecto a las registradas en el mes anterior. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en enero de 2016 (-8,3%).

A 29 de diciembre de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (46,70 €/MWh; -1,5% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (28,32 €/MWh; -4%) y en Francia (34,02 €/MWh; -5,7%).

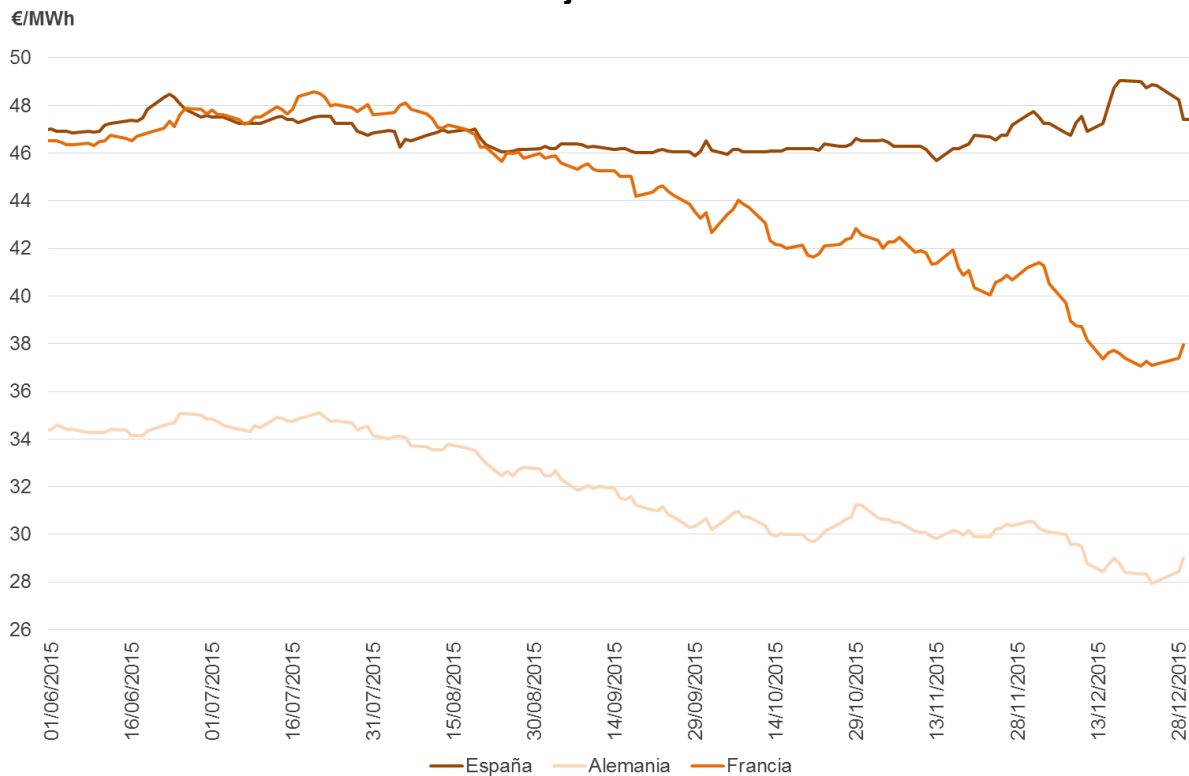
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	diciembre-15	noviembre-15	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-15	noviembre-15	% Variación dic. vs. nov.	diciembre-15	noviembre-15	% Variación dic. vs. nov.
ene-16	46,35	50,55	-8,3%	29,50	30,18	-2,3%	38,05	41,10	-7,4%
feb-16	47,25	49,58	-4,7%	29,46	32,65	-9,8%	39,59	43,25	-8,5%
Q1-16	47,40	47,60	-0,4%	28,99	30,53	-5,0%	37,97	41,22	-7,9%
Q2-16	43,65	44,25	-1,4%	26,83	27,85	-3,7%	30,78	31,38	-1,9%
Q3-16	49,25	51,01	-3,5%	27,94	28,87	-3,2%	29,75	31,23	-4,7%
YR-16	46,70	47,40	-1,5%	28,32	29,50	-4,0%	34,02	36,08	-5,7%

Nota: Cotizaciones de diciembre a 31/12/2015 para España y a 30/12/2015 para Alemania y Francia (excepto las de Q1-16 y YR-16 para los 3 países, a 29/12/2015). Cotizaciones de noviembre a 30/11/2015.

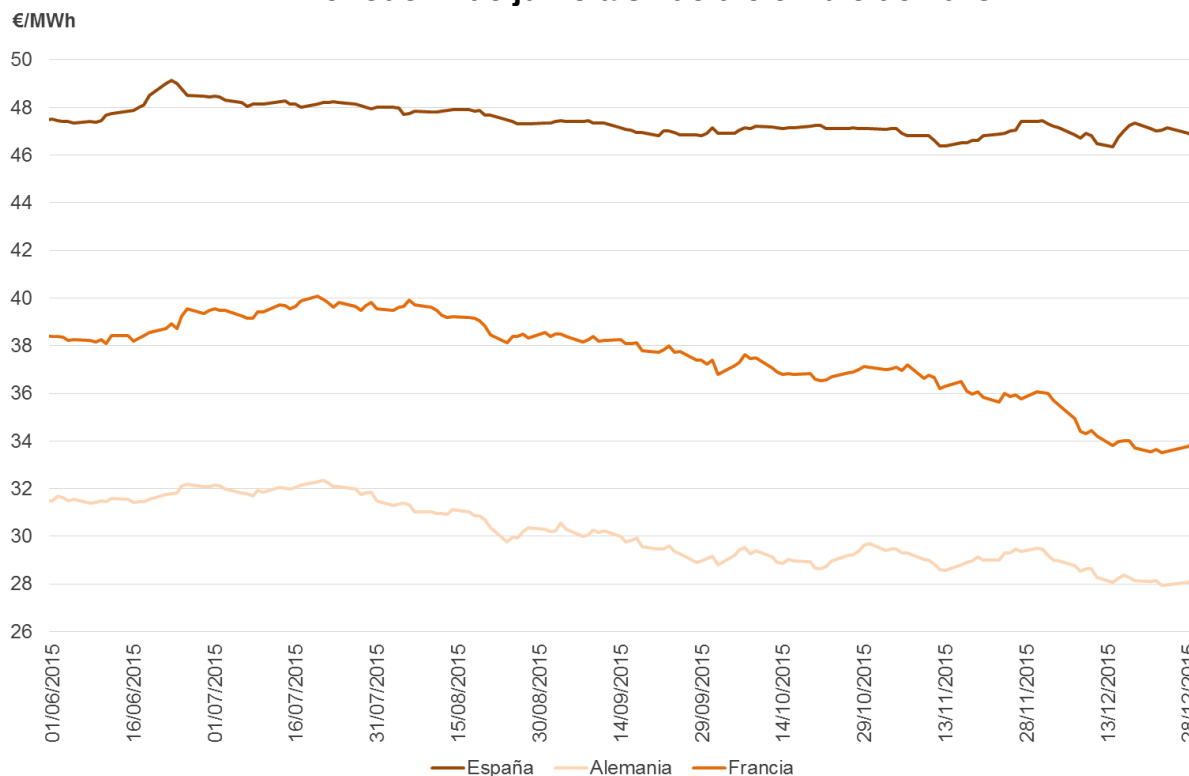
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de junio a 31 de diciembre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 17. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 de junio a 31 de diciembre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

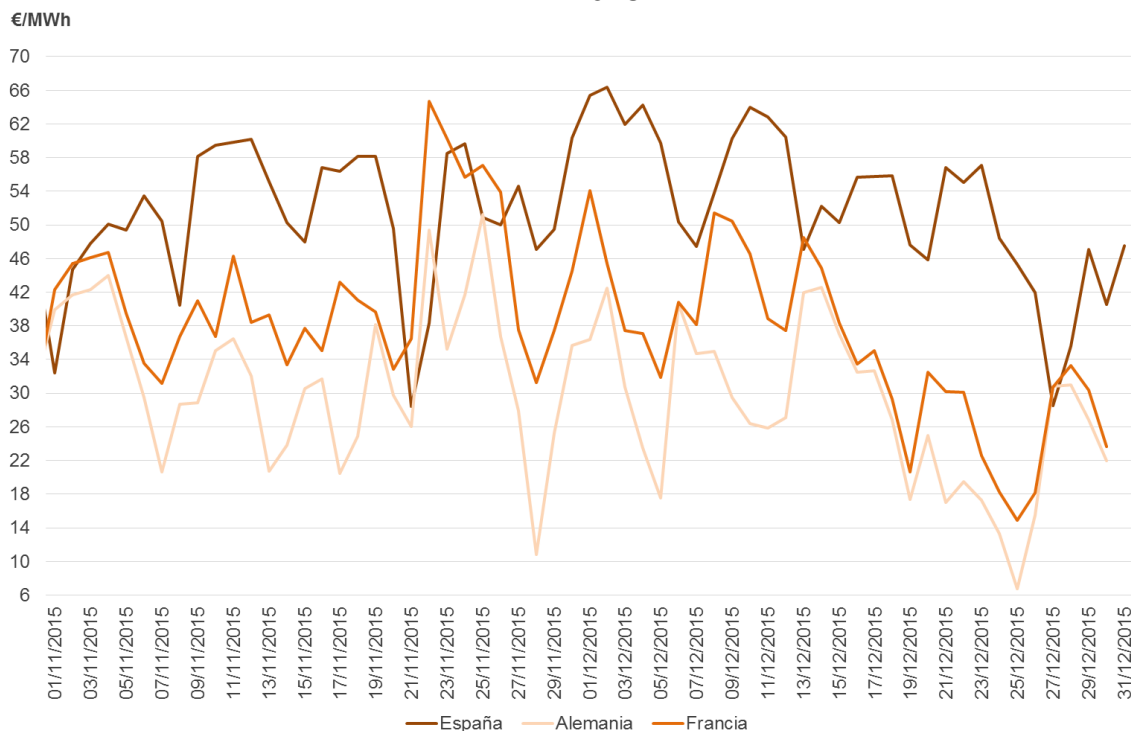
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de diciembre el precio medio del mercado diario en España, 52,61 €/MWh, aumentó un 2,8% respecto al registrado en el mes anterior (51,20 €/MWh), situándose por encima tanto del precio medio del mercado alemán (27,78 €/MWh, que descendió un 14,2% respecto al del mes anterior) como del precio medio del mercado francés (35,13 €/MWh, que registró un descenso del 15,8% respecto al del mes anterior).

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

Precios medios	diciembre-15	noviembre-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	52,61	51,20	2,8%
Alemania	27,78	32,39	-14,2%
Francia	35,13	41,71	-15,8%

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

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de noviembre a 31 de diciembre de 2015



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

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 mensuales¹⁹ con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y de enero a diciembre de 2015 (véase Cuadro 6 a continuación).

En el mes de diciembre de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-1,61 €/MWh), habiendo sido negativa también en el mes anterior (-3,25 €/MWh). Por el contrario, en el mercado alemán la prima de riesgo ex post de dicho mes se situó en un valor positivo

¹⁹ 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.

(1,17 €/MWh), al igual que en el mercado francés (3,94 €/MWh), habiendo sido también positiva, en ambos mercados, el mes anterior.

Cuadro 6. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación en 2014 y 2015, 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)
ene-14	50,13	33,62	16,51	39,49	35,87	3,62	54,70	39,14	15,56
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

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

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

En general, en el mes de diciembre, todos los combustibles (crudo, gas natural y carbón) y los derechos de emisión de CO₂ mostraron una tendencia descendente respecto al mes anterior.

En el mes de diciembre, la cotización del contrato a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el primer trimestre de 2016 registró un descenso del 17,5% respecto el mes anterior. Igualmente, la cotización de los contratos con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2016 contabilizaron una tendencia decreciente respecto las del mes de noviembre (-16% y -16,3%, respectivamente).

Asimismo mostraron un comportamiento descendente las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA. Así, la cotización del contrato con entrega en enero 2016 contabilizó un descenso del 11,6%, mientras que el decremento de las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2016 y en el año 2016 fue inferior (-3,9% y -5,4%, respectivamente).

Con datos a 31 de diciembre de 2015, y para los contratos que se recogen en el Cuadro 7, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo registraron un descenso medio del 14,4% respecto a las del mes de noviembre de 2015.

Por su parte, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO₂, en el mes de diciembre, también presentaron una tendencia descendente (-5,9% el contrato con vencimiento en 2015 y -4,2% el contrato con vencimiento en 2016²⁰).

²⁰ La última sesión de negociación para el contrato Dic-15 fue el 14 de diciembre, frente al 31 de diciembre para el contrato Dic-16.

Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

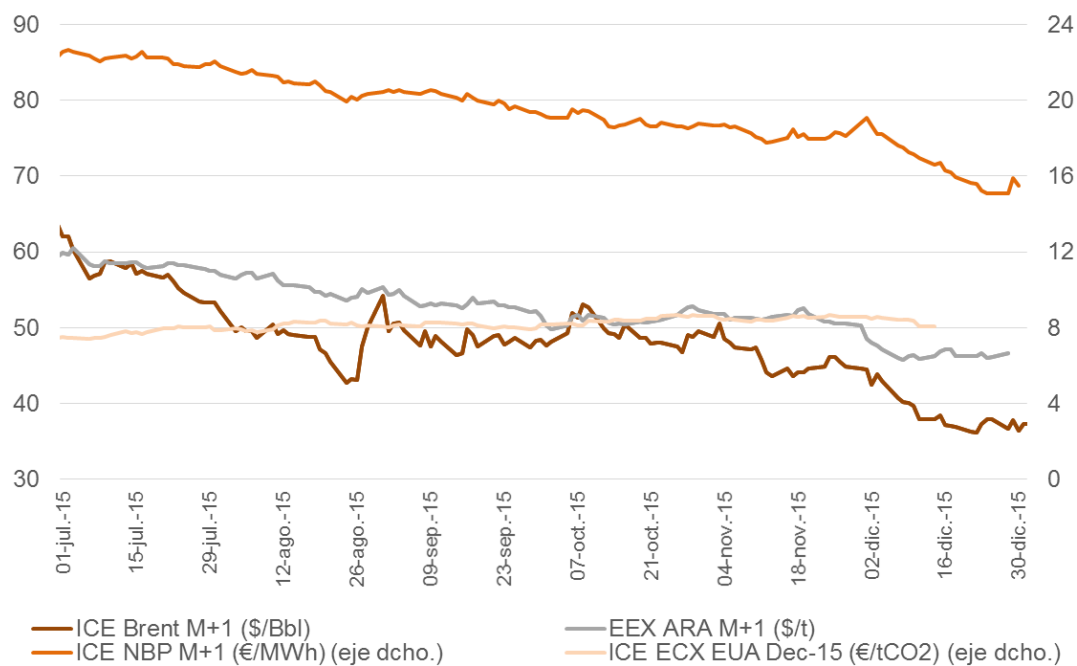
	Cotizaciones en diciembre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en noviembre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	31-dic-15	Mín.	Máx.	30-nov-15	Mín.	Máx.	dic. vs nov.
Brent Spot	35,74	35,64	43,25	44,02	40,39	47,98	-18,8%
Brent entrega a un mes	37,28	36,11	44,44	44,61	43,57	50,54	-16,4%
Brent entrega a doce meses	44,96	43,58	51,16	51,29	51,16	57,27	-12,3%
Gas natural Europa €/MWh	30-dic-15	Mín.	Máx.	30-nov-15	Mín.	Máx.	dic. vs nov.
Gas NBP Spot	15,14	14,16	18,43	18,50	15,57	18,50	-18,2%
Gas NBP entrega Q1-16	15,60	15,07	18,99	18,91	17,97	18,96	-17,5%
Gas NBP entrega Q2-16	14,74	14,22	17,57	17,55	16,43	17,55	-16,0%
Gas NBP entrega Q3-16	14,49	13,97	17,30	17,31	16,11	17,31	-16,3%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-dic-15	Mín.	Máx.	30-nov-15	Mín.	Máx.	dic. vs nov.
Carbón entrega Ene- 16	47,57	46,92	49,53	53,79	52,00	54,55	-11,6%
Carbón entrega Q1-16	46,05	45,20	47,66	47,93	47,65	49,93	-3,9%
Carbón entrega 2016	44,11	43,42	46,32	46,65	45,78	48,54	-5,4%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	31-dic-15	Mín.	Máx.	30-nov-15	Mín.	Máx.	dic. vs nov.
Dchos. emisión EUA Dic-2015	8,07	8,07	8,59	8,58	8,32	8,65	-5,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2016	8,29	8,13	8,67	8,65	8,39	8,72	-4,2%

- 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). La cotización de EEX ARA Cal-16 y Q1-16 es a 28/12/2015 y del Ene-16 a 30 de diciembre (última sesión de cotización para esos contratos).
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA). La cotización de EUA Dic-2015 corresponde a su última sesión de negociación: 14/12/2015.

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

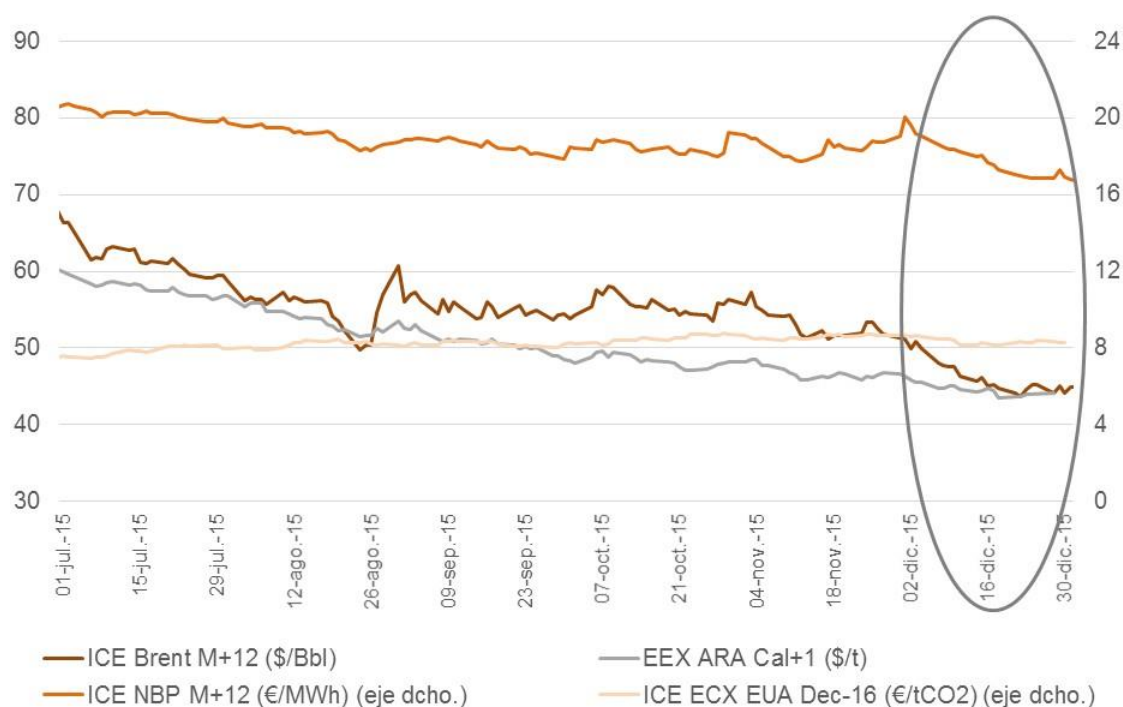
Las tendencias indicadas durante el mes de diciembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20).

Gráfico 19. 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 julio 2015 – 31 diciembre 2015



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

Gráfico 20. 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 julio 2015 – 31 diciembre 2015



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

Al cierre del mes de diciembre de 2015 (31 de diciembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,09 \$/€ frente a 1,06 \$/€ al final del mes anterior. Igualmente, el tipo de cambio de la libra esterlina también se depreció, situándose en torno a 0,73 £/€ al final del mes de diciembre frente a 0,70 £/€ al final de noviembre.

Entre los factores que contribuyeron al descenso de los precios del crudo destacan el aumento de reservas, la estabilidad respecto al mantenimiento de la oferta por parte de la OPEC y unas temperaturas más suaves en el mes de diciembre que las registradas en años anteriores.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido el aumento tanto de la oferta de gas proveniente de Noruega como de la oferta de GNL, así como el hecho de que las temperaturas fueron estacionalmente más elevadas que otros años.

Por su parte, en el decremento de las cotizaciones del carbón habría influido el descenso global de la demanda de esta fuente energética y la existencia de reservas.

En la tendencia decreciente de los precios de los derechos de emisión de CO₂ habrían incidido los resultados bajistas de las subastas celebradas sobre dichos derechos, marcados por la ejecución de órdenes automáticas de venta.

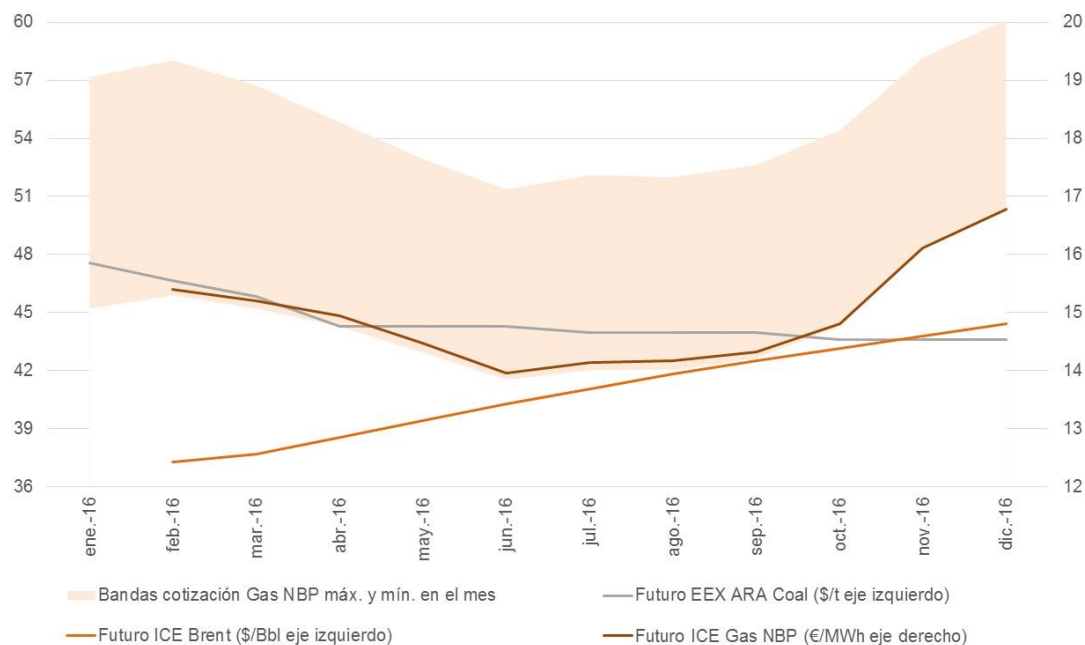
Al cierre del mes de diciembre la curva a plazo del Brent ha seguido mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”²¹), tal y como se observa en el Gráfico 21. Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) muestra un comportamiento alcista de precios a partir del mes de junio de 2016 (tras una situación de “backwardation”²² desde el mes de febrero), 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 21 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de diciembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 3,49 €/MWh, con un valor máximo de 4,05 €/MWh en febrero de 2016.

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA (en este mercado, el cierre del mes se produjo el 30 de diciembre) muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando entre un máximo de 46,7 \$/t en el mes de enero de 2016 y un mínimo de 44,2 \$/t a partir del segundo trimestre de 2016.

²¹ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

²² Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de diciembre de 2015 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)



- La curva a plazo del carbón es a 30 de diciembre de 2015

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 Q1-16 y Cal-16 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

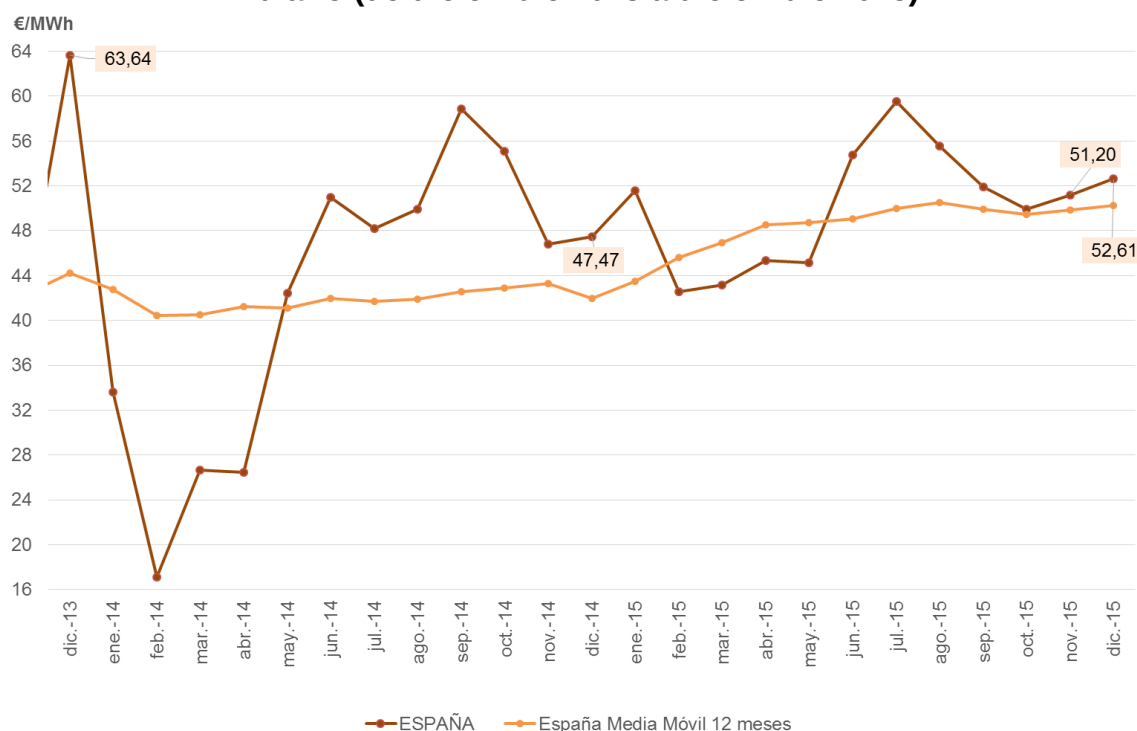
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

3.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 22 se refleja la evolución del precio medio mensual y media móvil anual del mercado spot en el periodo comprendido entre diciembre de 2013 y diciembre de 2015.

En el mes de diciembre de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 52,61 €/MWh²³, un 2,8% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (51,20 €/MWh) y un 10,8% superior al precio spot medio registrado en diciembre de 2014 (47,47 €/MWh).

Gráfico 22. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario (de diciembre 2013 a diciembre 2015)



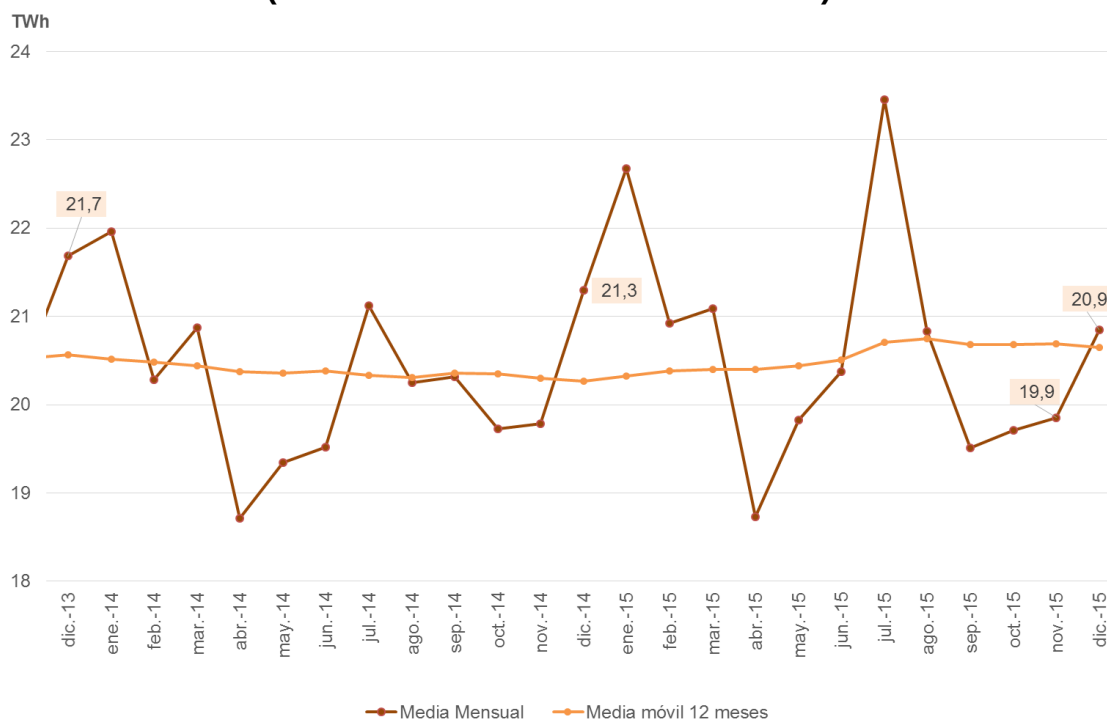
Fuente: OMIE.

En el Gráfico 23 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

²³ En diciembre de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 52,92 €/MWh, 0,31 €/MWh superior al precio spot medio español (52,61 €/MWh). En 2014 la convergencia de precios entre España y Portugal fue prácticamente total. Así, sólo en 486 horas de las 8.760 horas totales (5,5% del total de las horas de 2014) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio negativo de 0,28 €/MWh). Asimismo la convergencia de precios se mantiene a lo largo de todo 2015, en 8.548 de las 8.760 horas de dicho periodo (98%) el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,10 €/MWh).

En el mes de diciembre, la demanda se cifró en 20,9 TWh, un 5% superior al valor registrado en el mes anterior (19,9 TWh) y un -2,1% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (21,3 TWh en diciembre de 2014). En el mes de diciembre 2015, la demanda fue un 1% superior a la media móvil anual (20,7 TWh).

**Gráfico 23. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
(de diciembre 2013 a diciembre 2015)**



Fuente: REE.

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de diciembre de 2014, noviembre y diciembre de 2015 y para el conjunto de los años 2014 y 2015.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de diciembre de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, el aumento de la producción por ciclos combinados (26,8%) y la producción nuclear (22,4%), así como el descenso de la producción hidráulica (-21,6%). Las principales fuentes en términos de contribución fueron la nuclear y el carbón.

El aumento de la demanda (5%), el descenso registrado en la producción eólica e hidráulica y el notable incremento de la contribución a la generación eléctrica mediante ciclos combinados motivó que, pese al aumento de la aportación por producción nuclear, el precio del mercado spot en el mes de diciembre aumentase un 2,8% (ascenso de 1,41 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	dic-15	nov-15	dic-14	% Var. dic-15 vs. nov-15	% Var. dic-15 vs. dic-14	2014	2014 % Total demanda transporte	2015	2015 % Total demanda transporte
Hidráulica	1,40	1,79	2,96	-21,6%	-52,6%	36,0	14,8%	25,7	10,4%
Nuclear	5,08	4,15	4,91	22,4%	3,3%	57,4	23,6%	57,2	23,1%
Carbón	4,97	4,93	4,33	0,8%	14,7%	43,7	18,0%	54,6	22,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%	0,0	0,0%
CCGT	2,73	2,15	2,03	26,8%	34,1%	21,7	8,9%	26,0	10,5%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3,18	3,43	3,14	-7,3%	1,3%	43,5	17,9%	44,5	17,9%
Resto hidráulica	0,36	0,39	0,66	-7,9%	-44,7%	6,9	2,8%	5,4	2,2%
Eólica	3,53	3,71	4,82	-4,6%	-26,7%	51,0	21,0%	47,8	19,3%
Total generación bruta	21,26	20,55	22,86	3,4%	-7,0%	260,3	-	261,3	-
Consumos generación	-0,68	-0,63	-0,63	8,4%	8,4%	-6,6	-2,7%	-7,4	-3,0%
Consumos en bombeo	-0,55	-0,44	-0,48	24,8%	15,3%	-5,7	-2,3%	-4,6	-1,9%
Saldos intercambios internacionales	0,90	0,44	-0,38	105,9%	-339,3%	-3,5	-1,4%	-0,2	-0,1%
Enlace Península-Baleares	-0,10	-0,07	-0,09	33,8%	3,3%	-1,3	-0,5%	-1,3	-0,5%
Total demanda transporte	20,85	19,85	21,29	5,0%	-2,1%	243,2	243,2	247,8	247,8

Fuente: REE.

