



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

**17 de diciembre de 2015**

**IS/DE/003/15**

## 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 <sub>2</sub>	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 –OMIP<sup>1</sup>– 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 noviembre 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 con vencimiento más próximo mostraron también una evolución creciente. Por el contrario, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España con liquidación en el año 2017 y en el tercer trimestre de 2016 mostraron una evolución descendente.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en diciembre de 2015 y enero y febrero de 2016 contabilizaron ascensos del 8,7%, 4,9% y 6,3%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en el primer, segundo y cuarto trimestre de 2016 experimentaron aumentos del 2,4%, 1% y 1,2%, respectivamente, mientras que la del contrato trimestral con vencimiento en el tercer trimestre de 2016 contabilizó una caída del 1,9%. En concreto, los contratos trimestrales se situaron a cierre de mes (30 de noviembre) en 47,60 €/MWh el Q1-16, 44,25 €/MWh el Q2-16, en 51,01 €/MWh el Q3-16 y en 46,71 €/MWh el Q4-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (30 de noviembre) en 47,40 €/MWh, con un aumento del 0,6% respecto a la registrada en el mes anterior. Por el contrario, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2017 descendió un 1,4% respecto a la registrada en el mes anterior y se situó a cierre de mes (30 de noviembre) en 45,65 €/MWh.

---

<sup>1</sup> 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.

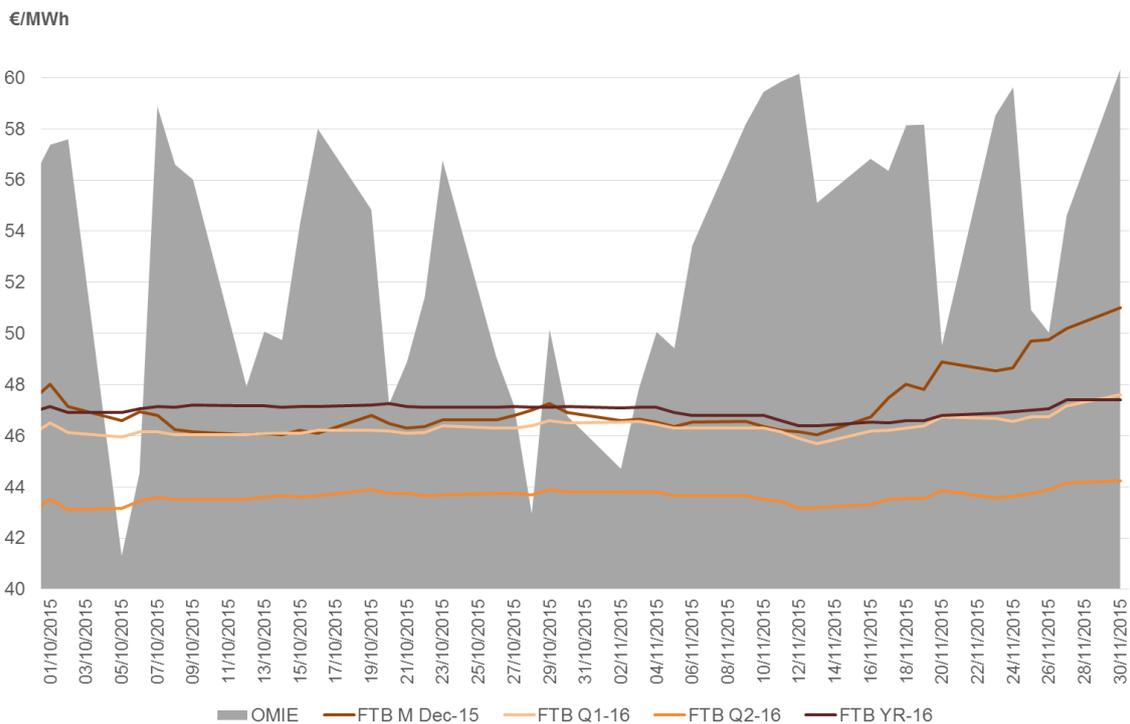
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2015				MES DE OCTUBRE DE 2015				% Variación últ. cotización nov-15 vs. oct-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-15	51,00	51,00	46,03	47,65	46,90	48,00	46,05	46,61	8,7%
FTB M Jan-16	50,55	50,60	47,75	48,64	48,21	48,31	46,59	47,05	4,9%
FTB M Feb-16	49,58	49,58	46,90	48,53	46,64	47,20	46,44	46,80	6,3%
FTB Q1-16	47,60	47,60	45,70	46,47	46,50	46,60	46,44	46,80	2,4%
FTB Q2-16	44,25	44,25	43,15	43,65	43,80	43,90	45,95	46,21	1,0%
FTB Q3-16	51,01	51,92	49,95	50,80	52,02	52,21	43,10	43,61	-1,9%
FTB Q4-16	46,71	48,28	45,87	46,41	46,16	46,99	51,71	51,99	1,2%
FTB YR-16	47,40	47,40	46,38	46,84	47,13	47,25	46,01	46,60	0,6%
FTB YR-17	45,65	46,25	45,35	45,71	46,30	46,86	46,90	47,12	-1,4%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de noviembre a 30/11/15 y cotizaciones de octubre a 30/10/15.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

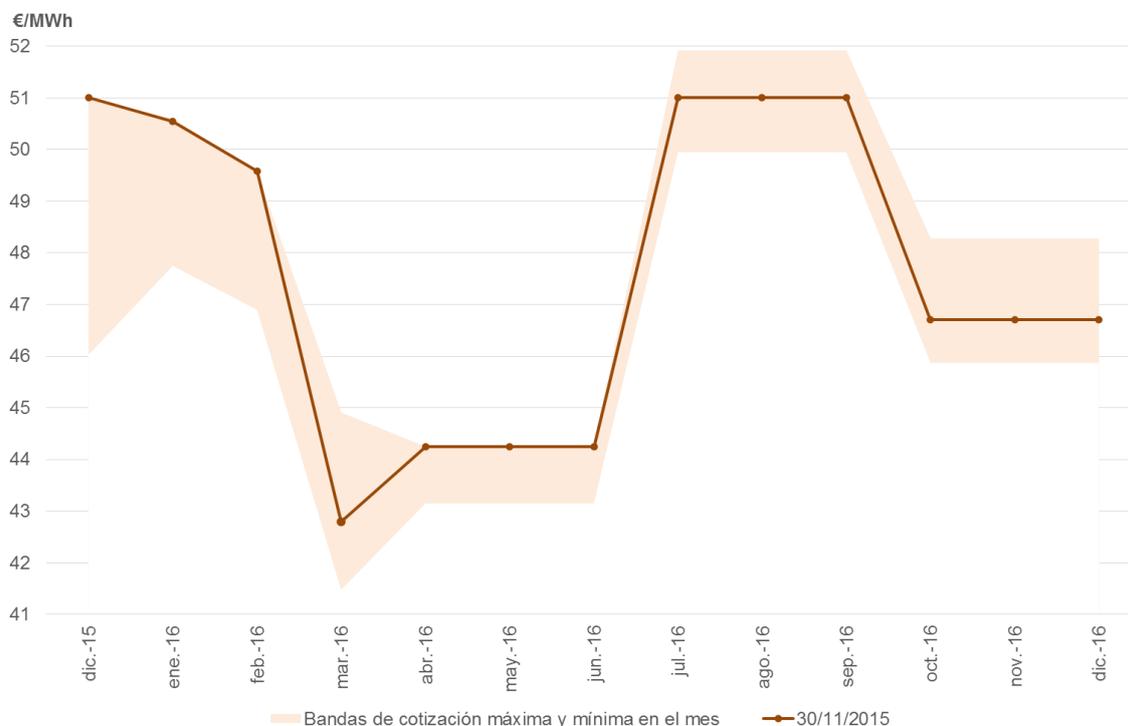
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de octubre – 30 de noviembre de 2015**



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 noviembre 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 noviembre de 2015**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

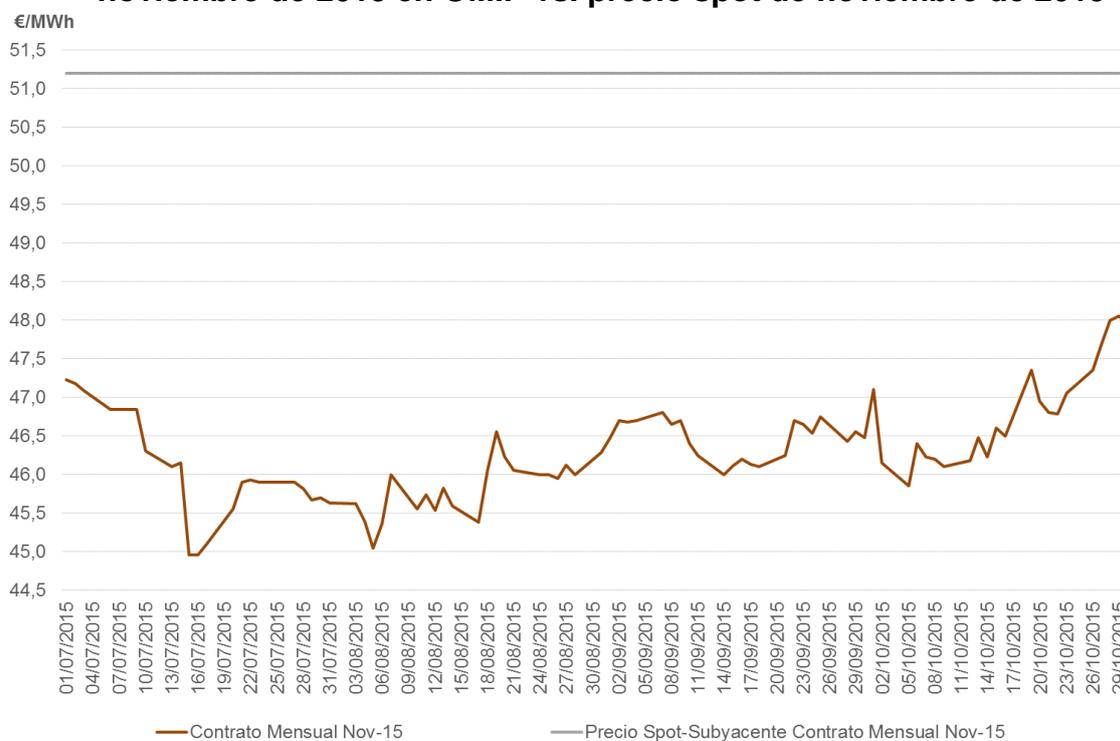
En el mes de noviembre, el precio medio del mercado diario (51,20 €/MWh) ascendió un 2,6% respecto al registrado en el mes anterior (49,90 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en noviembre de 2015 (30 de octubre de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 47,95 €/MWh para dicho mes, un 6,3% inferior al precio spot finalmente registrado (51,20 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>2</sup>, se alcanzaron el 29 de octubre (máxima de 48,05 MWh) y el 15 de julio de 2015 (mínima de 44,96 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 3,09 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>3</sup> 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.

<sup>2</sup> Del 1 de julio de 2015 al 30 de octubre de 2015.

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

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



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

Para el mes de diciembre, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de noviembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 51 €/MWh.

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

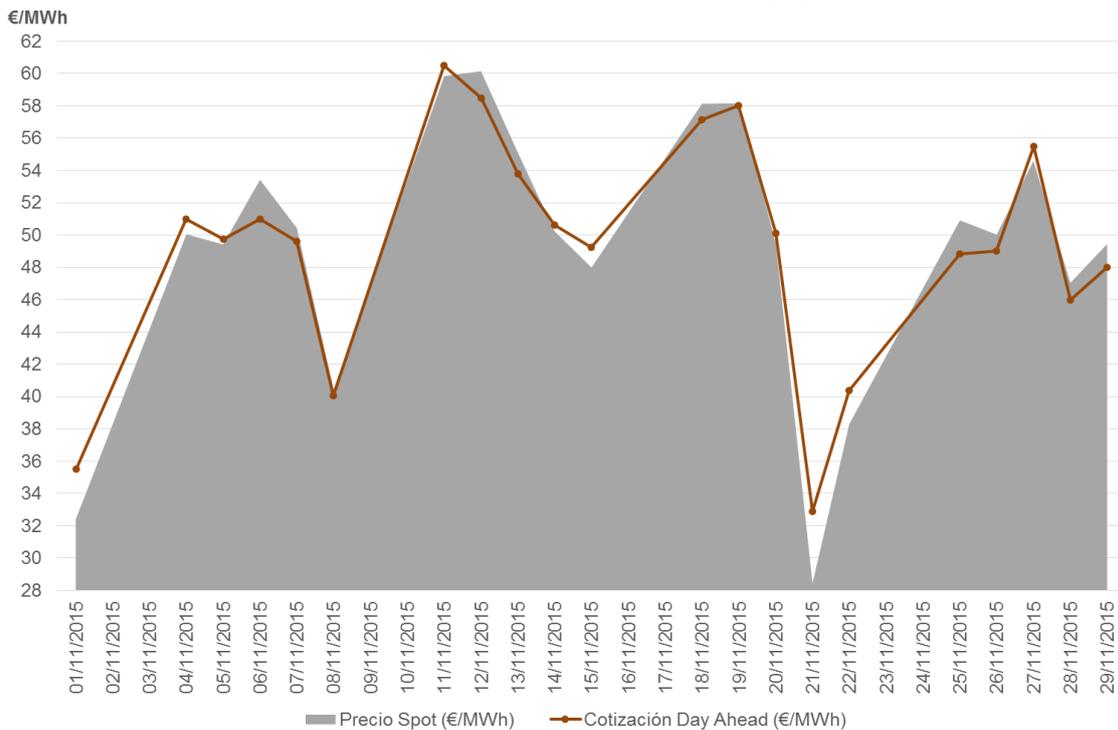
En noviembre de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, de media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 21 de noviembre y ascendió a 4,47 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en noviembre de 2015 (considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>4</sup>) ascendió a 49,24 €/MWh, 0,06 €/MWh inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en noviembre de 2015 (49,31 €/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

<sup>4</sup> 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 positiva (0,06 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: Noviembre 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 EEX<sup>5</sup>– 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.

<sup>5</sup> 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 octubre de 2015<sup>6</sup>.

En el mes de noviembre de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 16 TWh, un 22,7% superior al volumen registrado en el mes anterior (unos 13,1 TWh en octubre de 2015), y un 26,3% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (21,7 TWh en noviembre de 2014). En el acumulado de 2015 (hasta noviembre), se han negociado 137,5 TWh, un 54,8% inferior al mismo periodo de 2014 (304,4 TWh).

El volumen negociado en OMIP en noviembre de 2015 representó el 8,2% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 11% en octubre de 2015. En el conjunto de 2014, el volumen negociado en OMIP supuso el 11,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+OTC).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados, durante los once primeros meses de 2015 (137,5 TWh), representó el 60,6% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (226,9 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).

En el mes de noviembre 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),

---

<sup>6</sup> 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.

BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX<sup>7</sup>) se situó en 9,6 TWh (7% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en noviembre 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 65,5%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (26,1%), 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 noviembre 2015	Mes anterior octubre 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
<b>OMIP</b>	1.320	1.438	-8,2%	13.192	37.527
<b>EEX</b>	40	6	533,4%	551	0
<b>OTC</b>	14.660	11.615	26,2%	123.714	283.229
<b>OTC registrado y compensado*:</b>	9.605	8.980	7,0%	63.835	83.255
<i>OMIClear</i>	2.882	4.297	-32,9%	27.591	49.558
<i>BME Clearing</i>	2.971	1.929	54,0%	18.800	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	3.753	2.755	36,3%	17.444	1.570
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>16.020</b>	<b>13.060</b>	<b>22,7%</b>	<b>137.456</b>	<b>320.755</b>

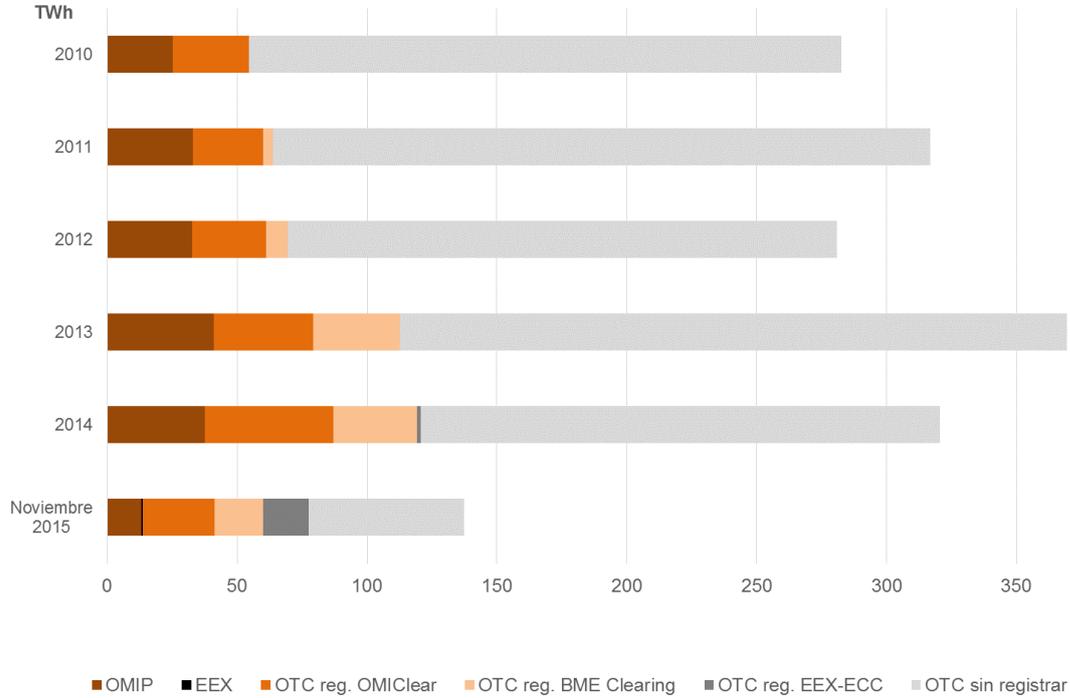
\*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden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

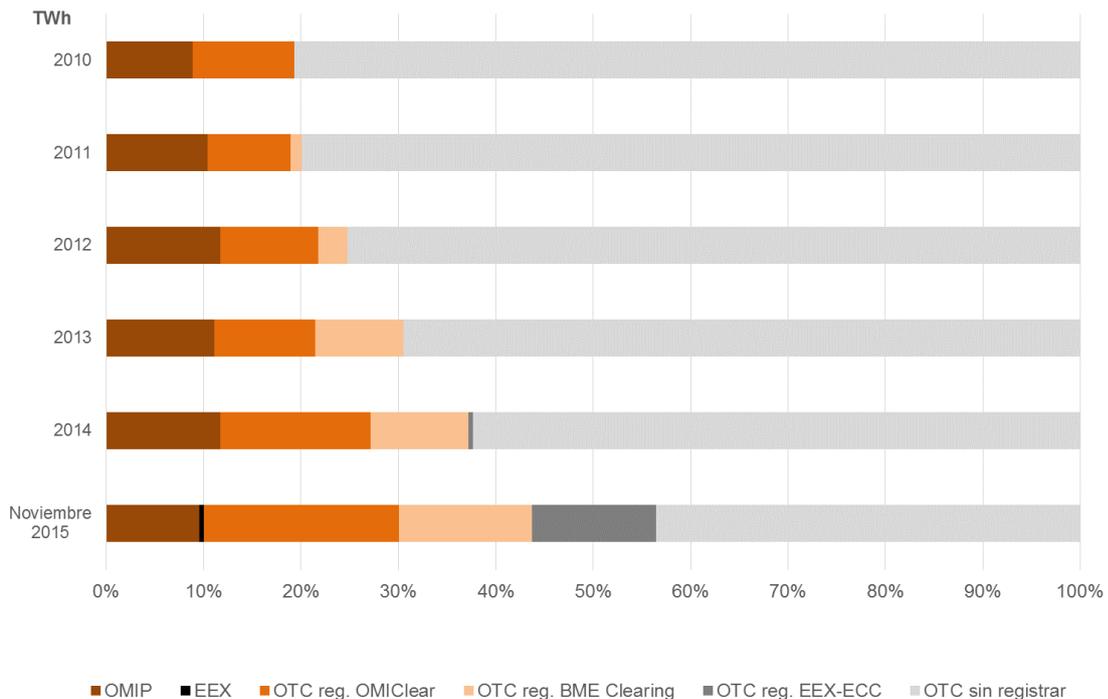
<sup>7</sup> EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para 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 noviembre de 2015)**



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

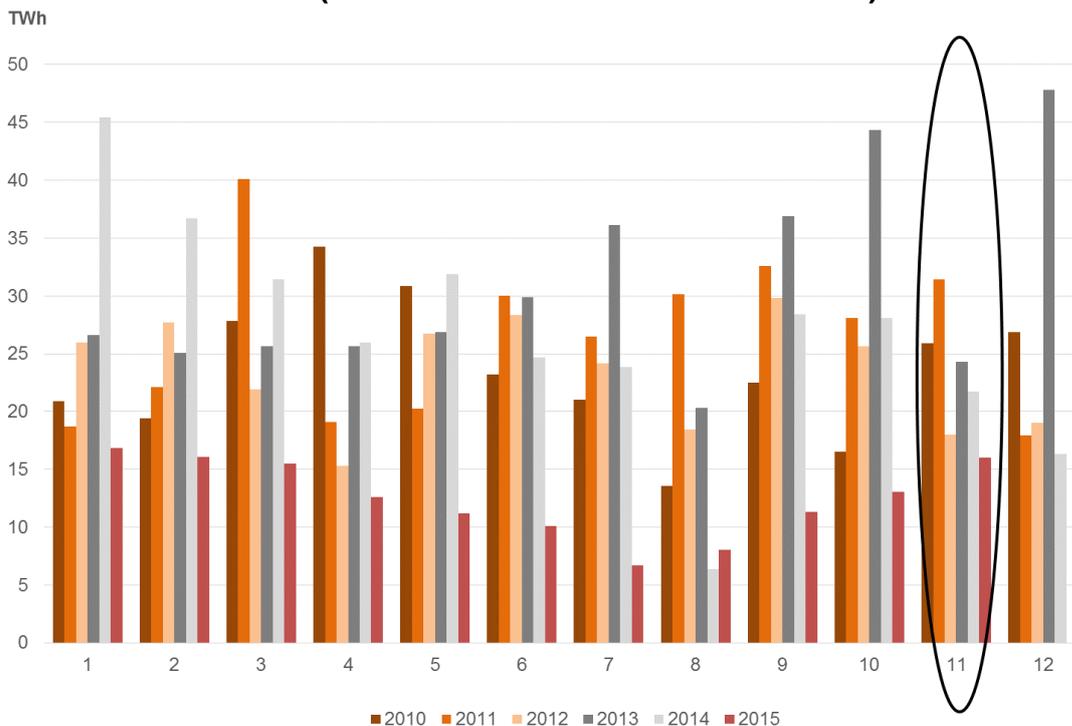
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a noviembre 2015)**



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 noviembre de 2015.

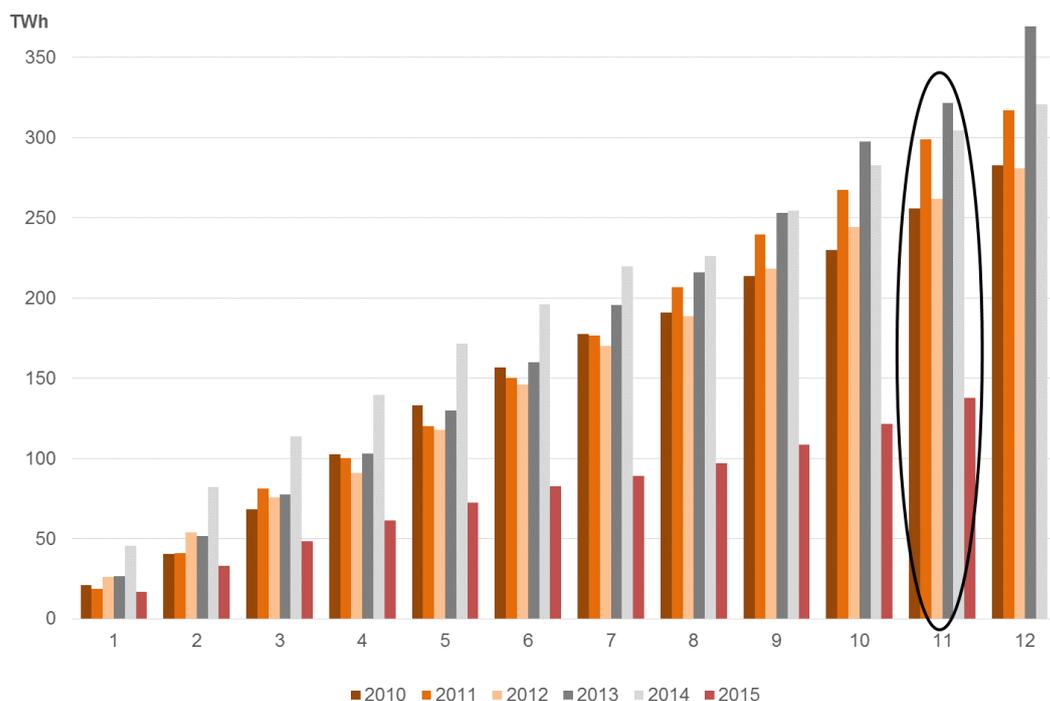
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a noviembre de 2015)**



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 noviembre 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 octubre y noviembre 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 noviembre de 2013 y noviembre 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 noviembre 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 92,5% (14,8 TWh). En el mes de octubre de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (83,9%; 11 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 7,5% (1,2 TWh). En el mes de octubre de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (16,1%; 2,1 TWh).

En noviembre de 2015 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 44,9% (6,7 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (14,8 TWh)<sup>8</sup>. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 31,5% (4,7 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 2,2 TWh, el 32,7% de los contratos anuales negociados y el 13,6% 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, alcanzó en noviembre un volumen negociado de 0,1 TWh (2% de los contratos anuales negociados).

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 52,1% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,2 TWh)<sup>9</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 44,1% (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)**

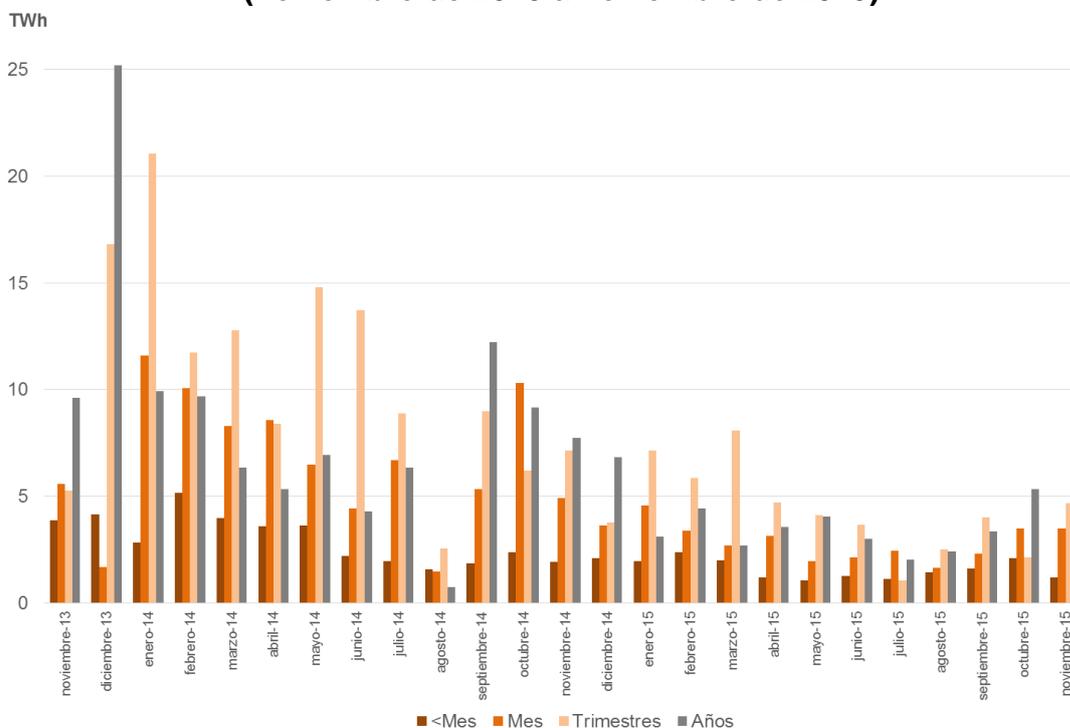
Tipo de contrato	Mes actual nov-15	Mes anterior oct-15	% Variación	Total 2015	% Total 2015	Total 2014	% Total 2014
Diario	626	748	-16,4%	7.516	43,2%	10.044	30,2%
Fin de semana	46	96	-52,6%	1.064	6,1%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	103	-	103	0,6%	7	0,02%
Semana	531	1.157	-54,1%	8.722	50,1%	21.368	64,2%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.202</b>	<b>2.104</b>	<b>-42,9%</b>	<b>17.404</b>	<b>12,7%</b>	<b>33.307</b>	<b>10,4%</b>
Mensual	3.492	3.481	0,3%	31.064	25,9%	81.839	28,5%
Trimestral	4.665	2.155	116,5%	48.020	40,0%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	281	0,2%	0	0,0%
Anual	6.661	5.320	25,2%	40.687	33,9%	85.578	29,8%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>14.818</b>	<b>10.956</b>	<b>35,3%</b>	<b>120.052</b>	<b>87,3%</b>	<b>287.449</b>	<b>89,6%</b>
<b>Total</b>	<b>16.020</b>	<b>13.060</b>	<b>22,7%</b>	<b>137.456</b>	<b>100%</b>	<b>320.755</b>	<b>100%</b>

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

<sup>8</sup> En el mes de octubre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (48,6%; 5,3 TWh).

<sup>9</sup> En el mes de octubre de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (35,6%; 0,7 TWh).

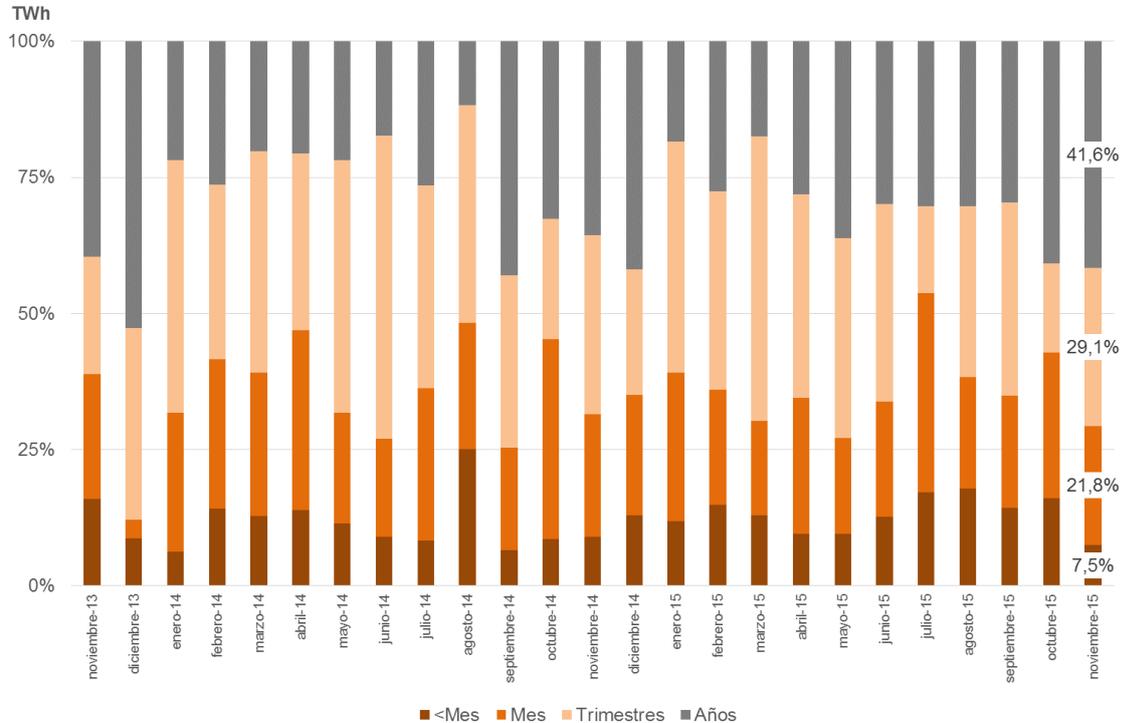
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (noviembre de 2013 a noviembre de 2015)**



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 %) (noviembre de 2013 a noviembre 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.

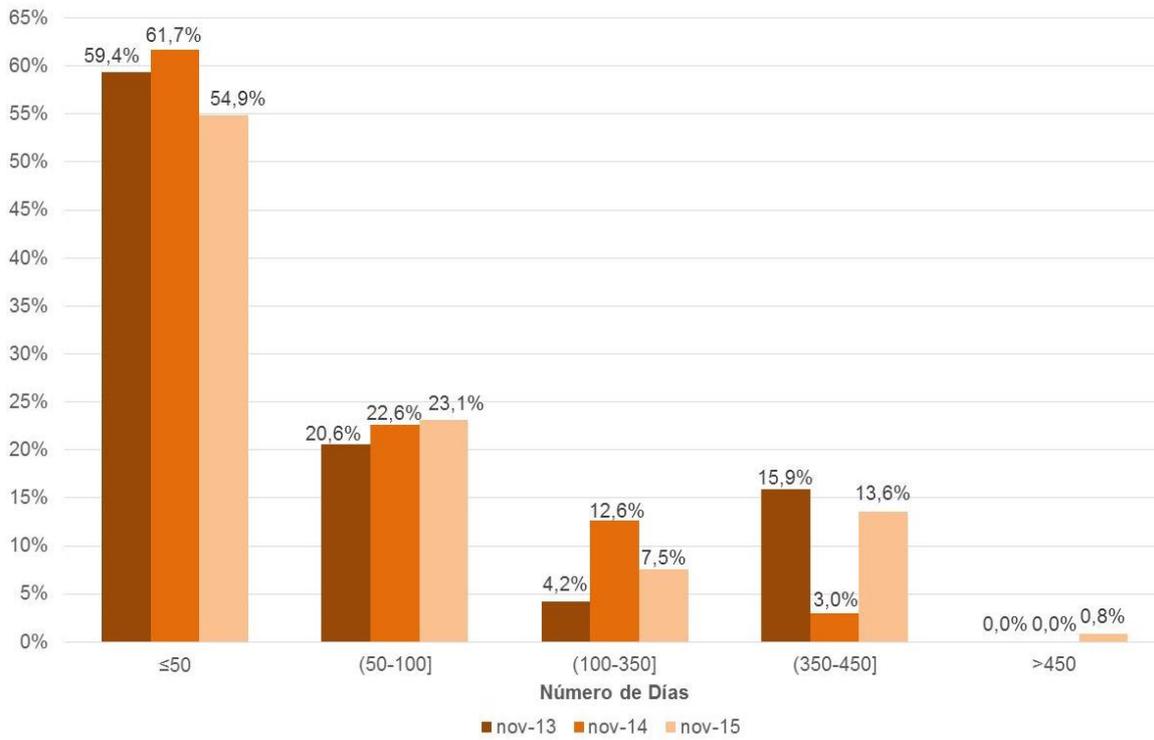
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

### 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 noviembre 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 78% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de noviembre de 2015 iniciarán su liquidación en los próximos 100 días (en noviembre de 2014 este porcentaje se situó en el 84,3%, 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 noviembre de 2015, ascendió a 2,2 TWh, el 13,6% del volumen total de contratos negociados (0,5 TWh en noviembre de 2014) (véase Gráfico 11). El volumen de los contratos Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) representó el 0,8% del volumen total negociado.

**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 octubre de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2015<sup>10</sup> se situó en torno a 17.516 GWh, un 4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2015 (18.247 GWh), y un 40,3% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2014 (29.319 GWh).

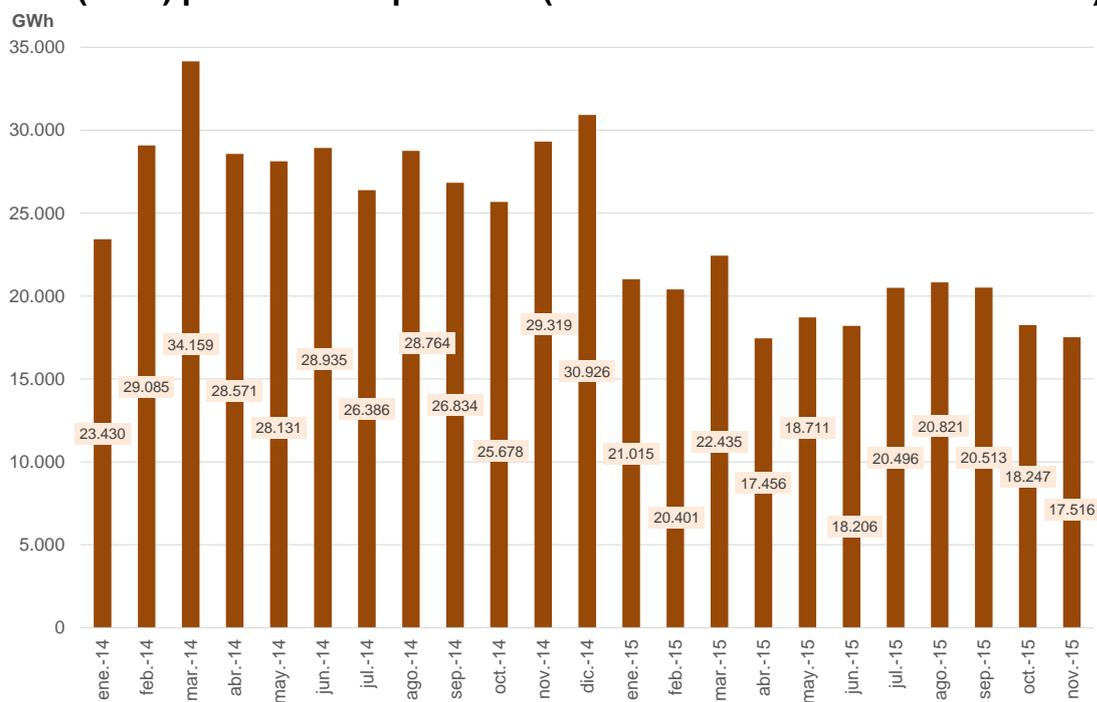
Del volumen total negociado hasta el 30 de noviembre de 2015 sobre contratos con liquidación en noviembre de 2015, el 93,1% (16.314 GWh) correspondió a

<sup>10</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2015: mensual nov-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 noviembre de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-15, trimestral Q4-15 y anual 2015), mientras que el 6,9% restante (1.202 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 noviembre de 2015 (17.516 GWh) representó el 88,2% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.852 GWh).

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



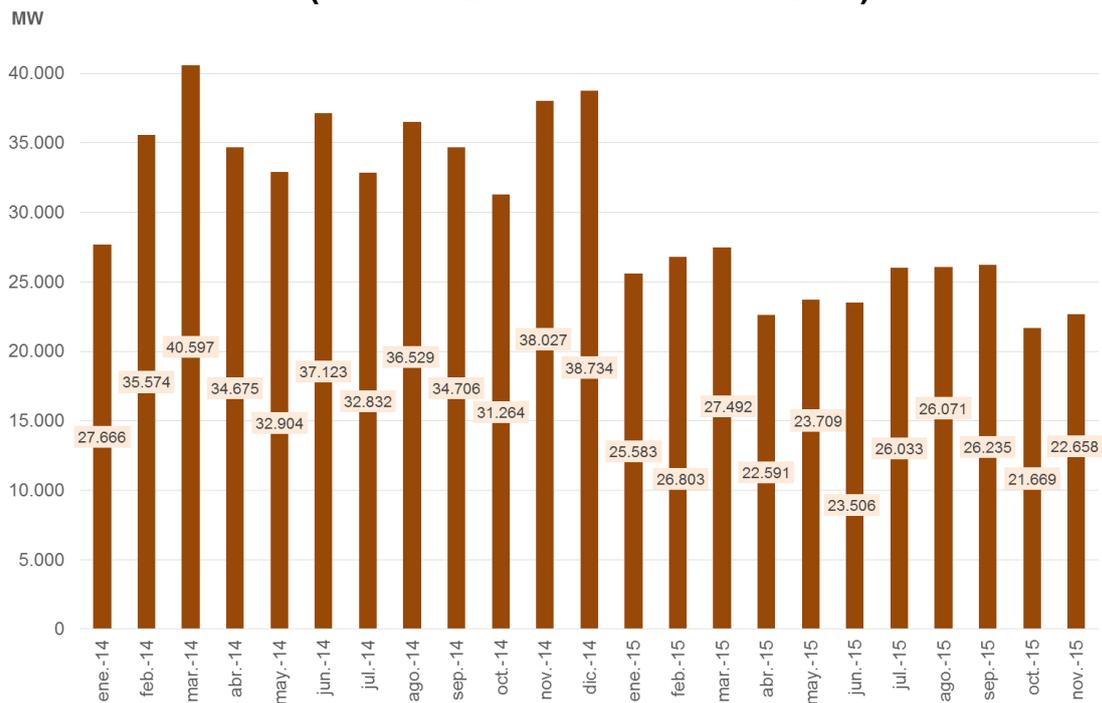
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 liquidación<sup>11</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en noviembre de 2015 (nov-15, Q4-15 y anual 2015) se situó en torno a 22.658 MW, un 4,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de octubre de 2015 (21.669 MW) y un 40,4% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2014 (38.027 MW). El 27,7% (6.266 MW) del volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de noviembre

<sup>11</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

de 2015 (22.658 MW) se registró en OMIClear<sup>12</sup> (véase Gráfico 14) y el 9% (2.030 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de noviembre de 2015 (22.658 MW) representó el 82,2% de la demanda horaria media de dicho mes (27.572 MW).

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

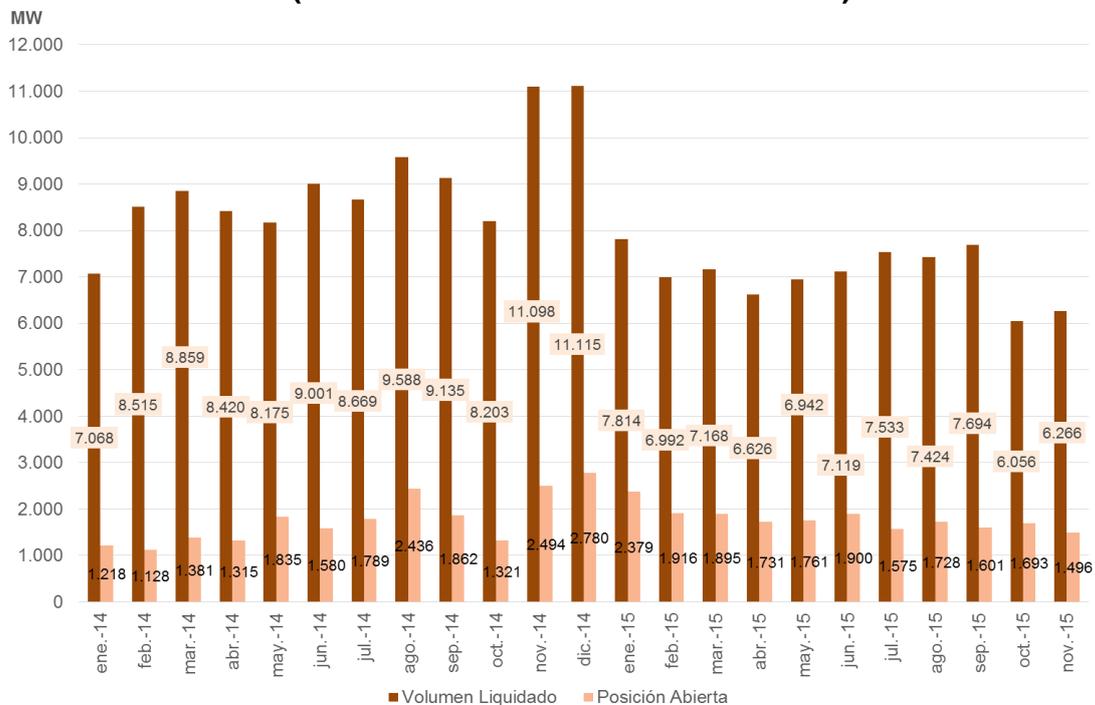
### Posición abierta en OMIClear

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.

<sup>12</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

En este sentido, de los 6.266 MW con liquidación en noviembre de 2015 que se registraron en OMIClear, el 76,1% (4.770 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 23,9% restante (1.496 MW) quedaron abiertas<sup>13</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 76,1% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>14</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en noviembre de 2015. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2014 ascendió al 21,2%.

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>15</sup> (MW)\* (enero de 2014 a noviembre de 2015)**



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

<sup>13</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>14</sup> Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

<sup>15</sup> 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**

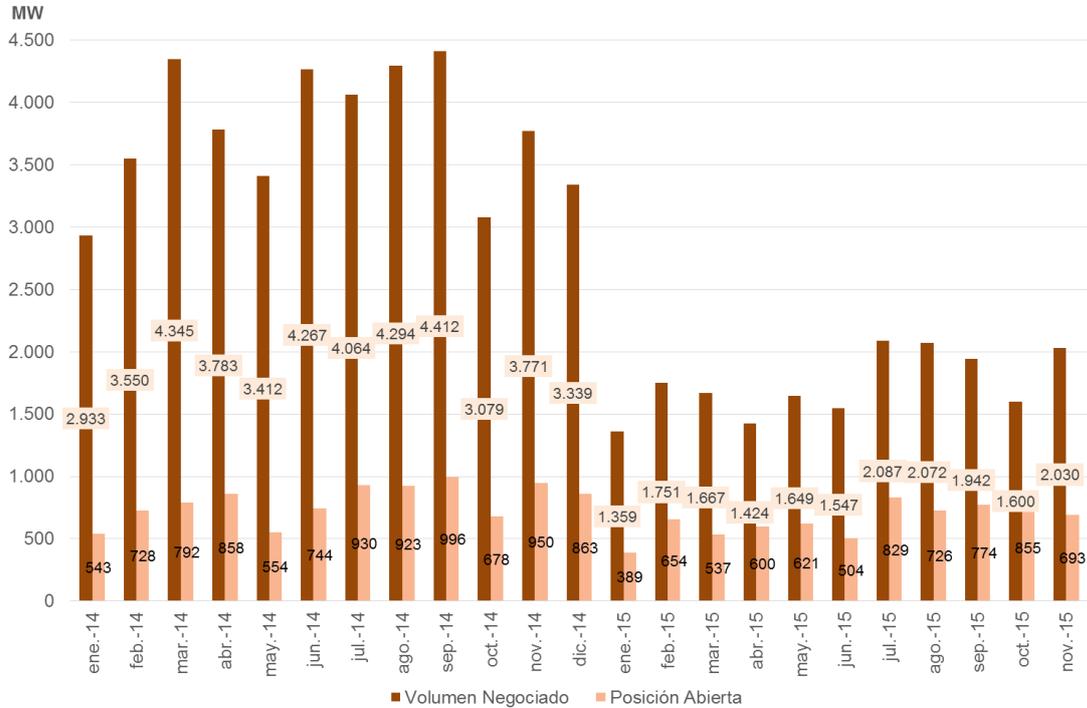
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing<sup>16</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en noviembre de 2015 (22.658 MW), el 9% (2.030 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 65,9% (1.337 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 34,1% restante (693 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

---

<sup>16</sup> Información publicada por MEFF en su página web.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>17</sup> (MW)\*  
 (enero de 2014 a noviembre 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 CO<sub>2</sub> 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.

<sup>17</sup> 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 noviembre de 2015, 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.

En el mercado alemán, las cotizaciones de los contratos a plazo con vencimiento más cercano mostraron 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 diciembre de 2015 (-7,6%). Por el contrario, las cotizaciones de los contratos con liquidación en el segundo y tercer trimestres de 2016 aumentaron un 0,4% y 0,2%, respectivamente.

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 asimismo descendente del precio del mercado de contado. Las cotizaciones que más disminuyeron fueron las de los contratos mensuales con liquidación en diciembre de 2015 (descenso del 7,6%) y enero de 2016 (descenso del 5%).

Por último en el mercado español, en un contexto ascendente del precio del mercado de contado, las cotizaciones de los contratos a plazo con vencimientos más cercanos mostraron incrementos respecto a las registradas en el mes anterior. El mayor incremento se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2015 (8,7%).

A 30 de noviembre de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (47,40 €/MWh; 0,6% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (29,50 €/MWh; -0,7%) y en Francia (36,08 €/MWh; -2,8%).

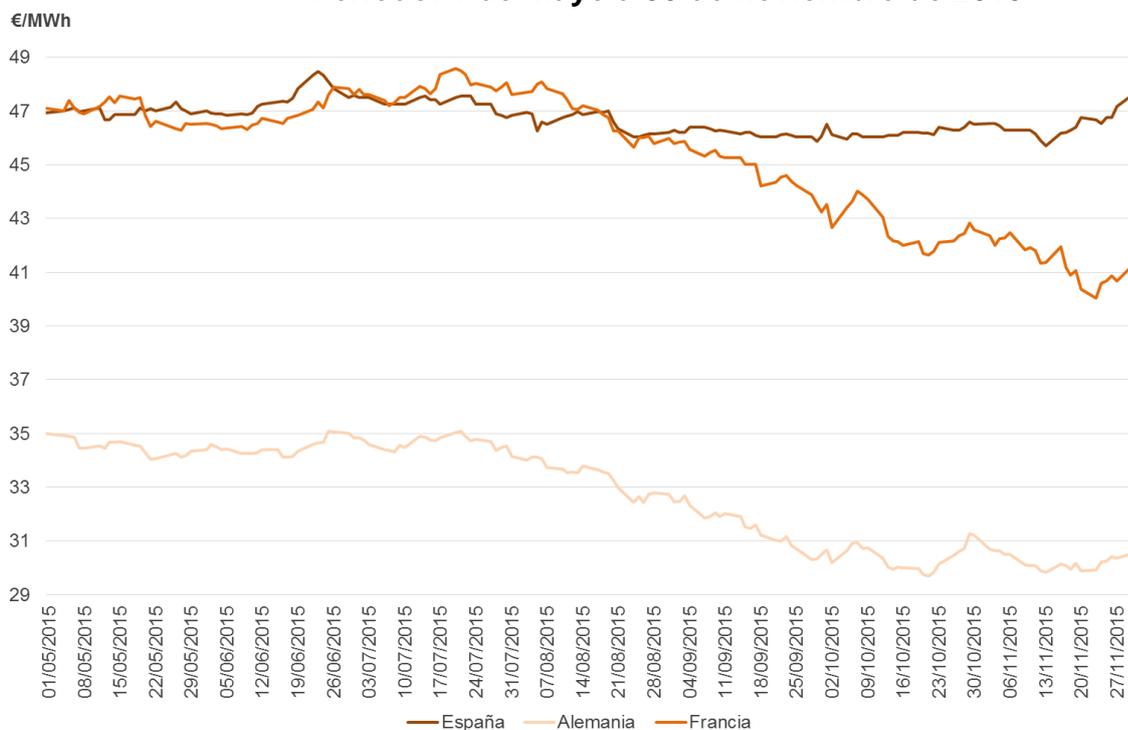
**Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

	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)		
	noviembre-15	octubre-15	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-15	octubre-15	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-15	octubre-15	% Variación nov. vs. oct.
dic-15	51,00	46,90	8,7%	28,95	31,34	-7,6%	39,07	42,30	-7,6%
ene-16	50,55	48,21	4,9%	30,18	31,74	-4,9%	41,10	43,25	-5,0%
Q1-16	47,60	46,50	2,4%	30,53	31,23	-2,2%	41,22	42,58	-3,2%
Q2-16	44,25	43,80	1,0%	27,85	27,73	0,4%	31,38	31,93	-1,7%
Q3-16	51,01	52,02	-1,9%	28,87	28,81	0,2%	31,23	32,21	-3,0%
YR-16	47,40	47,13	0,6%	29,50	29,70	-0,7%	36,08	37,11	-2,8%

Nota: Cotizaciones de noviembre a 30/11/2015 y de octubre a 30/10/2015.

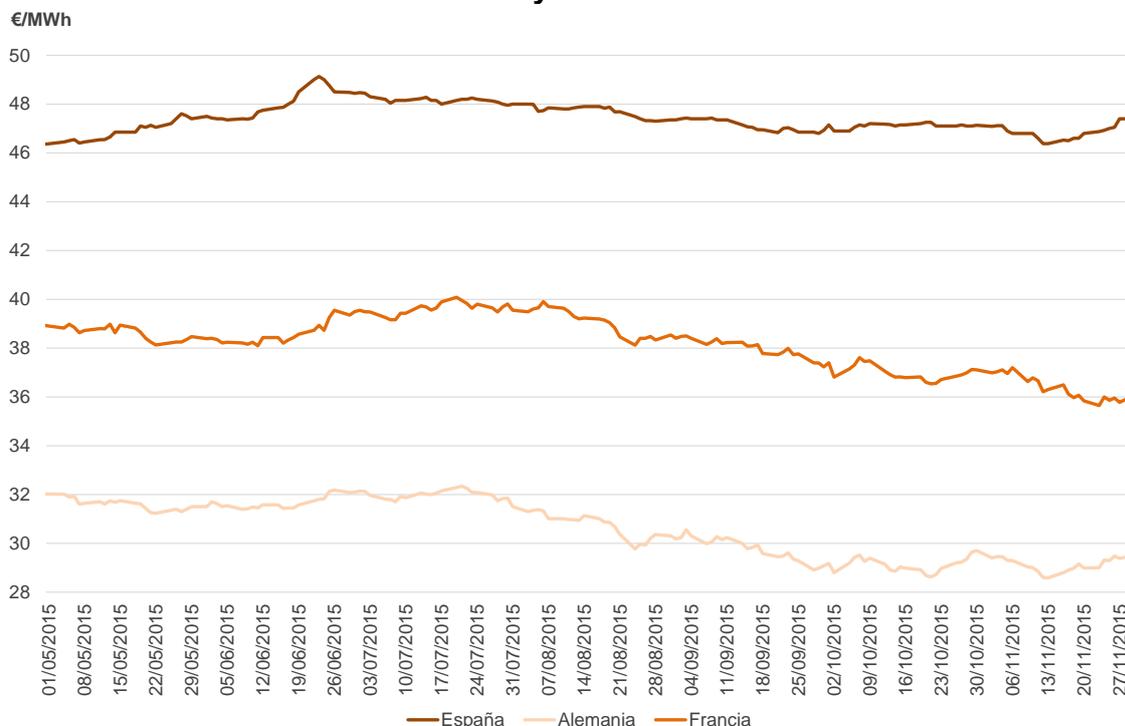
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-16 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 de mayo a 30 de noviembre 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 mayo a 30 de noviembre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

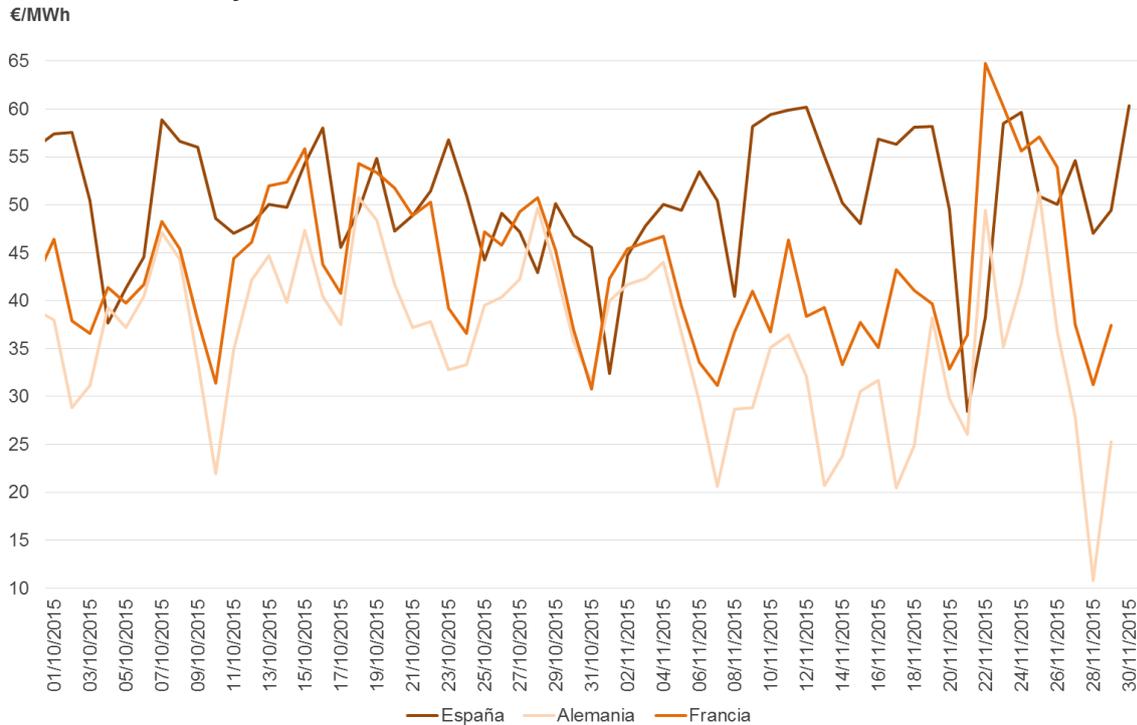
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18), en el mes de noviembre el precio medio del mercado diario en España, 51,20 €/MWh, aumentó un 2,6% respecto al registrado en el mes anterior (49,90 €/MWh), situándose por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (32,39 €/MWh, que descendió un 17,7% respecto al del mes anterior en dicho mercado) como de los precios medios del mercado francés (41,71 €/MWh, el cual experimentó un descenso del 7,2% respecto a los del mes anterior en dicho mercado).

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

Precios medios	noviembre-15	octubre-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	51,20	49,90	2,6%
Alemania	32,39	39,37	-17,7%
Francia	41,71	44,96	-7,2%

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 octubre a 30 de noviembre 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 mensuales<sup>18</sup> con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2014 y de enero a noviembre de 2015 (véase Cuadro 6 a continuación).

En el mes de noviembre de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-3,25 €/MWh), habiendo sido negativa también en el mes anterior (-0,45 €/MWh). Por el contrario, en el mercado alemán la prima de riesgo ex post de dicho mes se situó en un valor positivo

<sup>18</sup> 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.

(3,61 €/MWh), al igual que en el mercado francés (1,49 €/MWh), tras cinco meses consecutivos de primas de riesgo negativas

**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 período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el período de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el período 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

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 CO<sub>2</sub>**

En el mes de noviembre la cotización del contrato a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) con entrega en el primer trimestre de 2016 mostró una ligera tendencia descendente respecto a la registrada el mes anterior (-0,5%). Por el contrario, la cotización de los contratos con vencimiento en el segundo y tercer trimestres de 2016 contabilizaron una tendencia ascendente respecto las del mes de octubre (1,7% y 1,8%, respectivamente).

En el caso de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA, mientras que el contrato con entrega en el mes de diciembre de 2015 mostró un comportamiento alcista (2,8%), las cotizaciones de los contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2016 y en el año 2016 registraron una tendencia descendente (-3,1%, respectivamente).

Por lo que se refiere a las cotizaciones de los contratos a plazo sobre crudo Brent y sobre derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, en ambos casos las mismas registraron una tendencia descendente respecto al mes anterior, tal y como se muestra en el Cuadro 7.

Así, con datos a 30 de noviembre 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 9% respecto a las del mes de octubre de 2015, mientras que los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se depreciaron ligeramente (-0,7% tanto para el contrato con vencimiento en 2015 como para el contrato con vencimiento en 2016).

**Cuadro 7. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

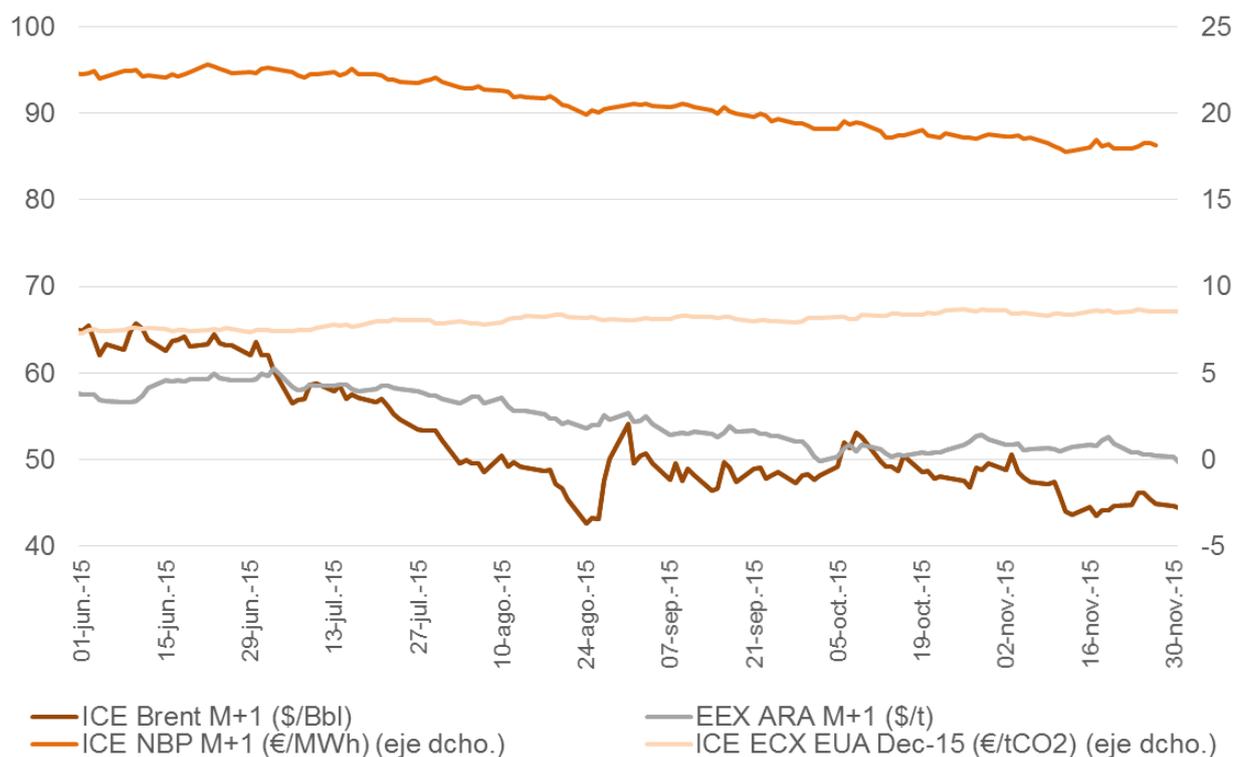
	Cotizaciones en noviembre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en octubre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes nov. vs oct.
	30-nov-15	Mín.	Máx.	30-oct-15	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent <b>Spot</b>	44,02	40,39	47,98	48,16	45,93	51,91	-8,6%
Brent entrega a <b>un mes</b>	44,61	43,57	50,54	49,56	46,81	53,05	-10,0%
Brent entrega a <b>doce meses</b>	51,29	51,16	57,27	56,26	53,58	58,07	-8,8%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>							
Gas NBP <b>Spot</b>	18,50	15,57	18,50	17,58	17,58	19,31	5,2%
Gas NBP entrega <b>Q1-16</b>	18,91	17,97	18,96	19,01	19,01	20,09	-0,5%
Gas NBP entrega <b>Q2-16</b>	17,55	16,43	17,55	17,26	17,26	18,35	1,7%
Gas NBP entrega <b>Q3-16</b>	17,31	16,11	17,31	17,00	17,00	18,09	1,8%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón entrega <b>Dic-15</b>	53,79	52,00	54,55	52,35	49,83	52,80	2,8%
Carbón entrega <b>Q1-16</b>	47,93	47,65	49,93	49,45	48,11	49,89	-3,1%
Carbón entrega <b>2016</b>	46,65	45,78	48,54	48,13	47,15	49,62	-3,1%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2015</b>	8,58	8,32	8,65	8,64	8,11	8,68	-0,7%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2016</b>	8,65	8,39	8,72	8,71	8,18	8,75	-0,7%

- 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). La cotización de Dic-15 es a 27/11/2015.
- Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

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

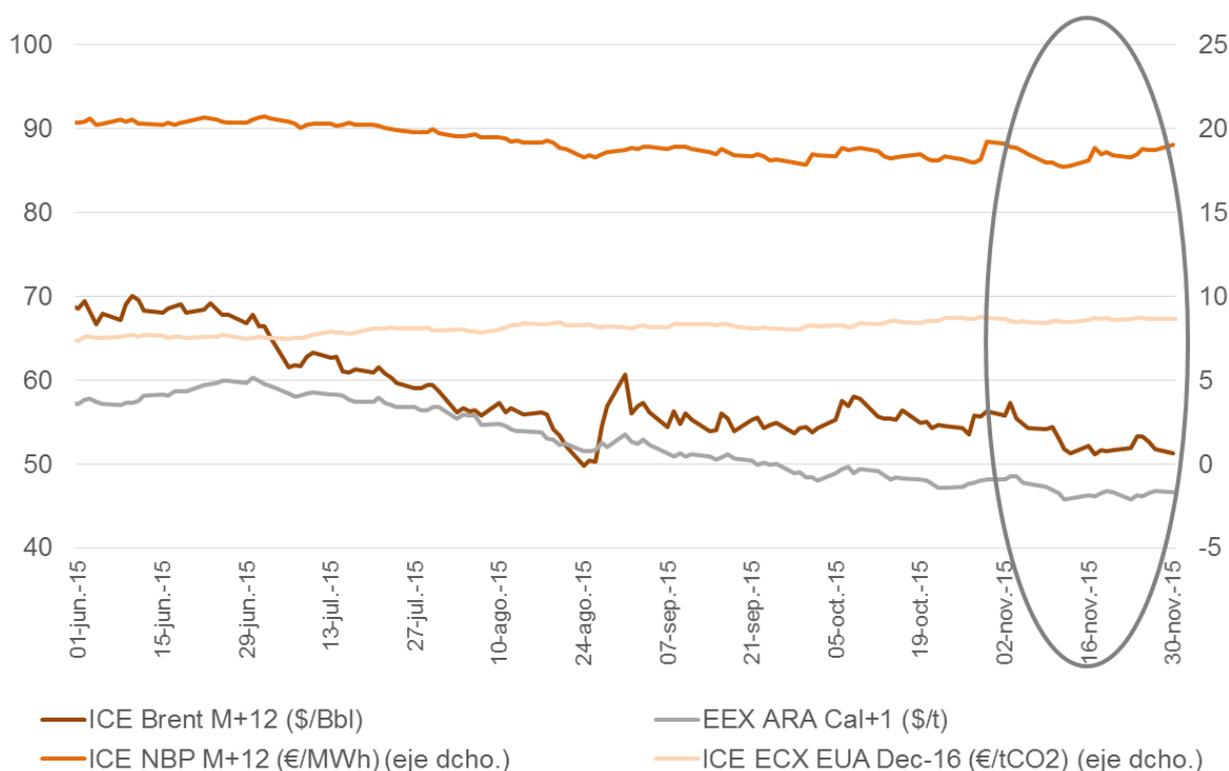
Las tendencias indicadas durante el mes de noviembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20).

**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 CO<sub>2</sub>. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 junio 2015 – 30 noviembre 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 CO<sub>2</sub>. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 junio 2015 – 30 noviembre 2015**



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

Al cierre del mes de noviembre de 2015 (30 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en 1,06 \$/€ frente a 1,10 \$/€ al final del mes anterior. Igualmente, el tipo de cambio de la libra esterlina se apreció, situándose en 0,70 £/€ al final del mes de noviembre frente a 0,72 £/€ al final de octubre.

Entre los factores que contribuyeron al descenso en los precios del crudo destacan el aumento de reservas, la estabilidad respecto al mantenimiento de la oferta y la apreciación del dólar.

En el ascenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido el aumento de la demanda, pese a que las temperaturas fueron estacionalmente más elevadas que otros años.

Por su parte, en el decremento de las cotizaciones del carbón (contratos con vencimiento en el primer trimestre de 2016 y en el año 2016) habría influido la existencia de reservas.

En la tendencia decreciente de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> habrían incidido los resultados bajistas de las subastas celebradas sobre dichos derechos.

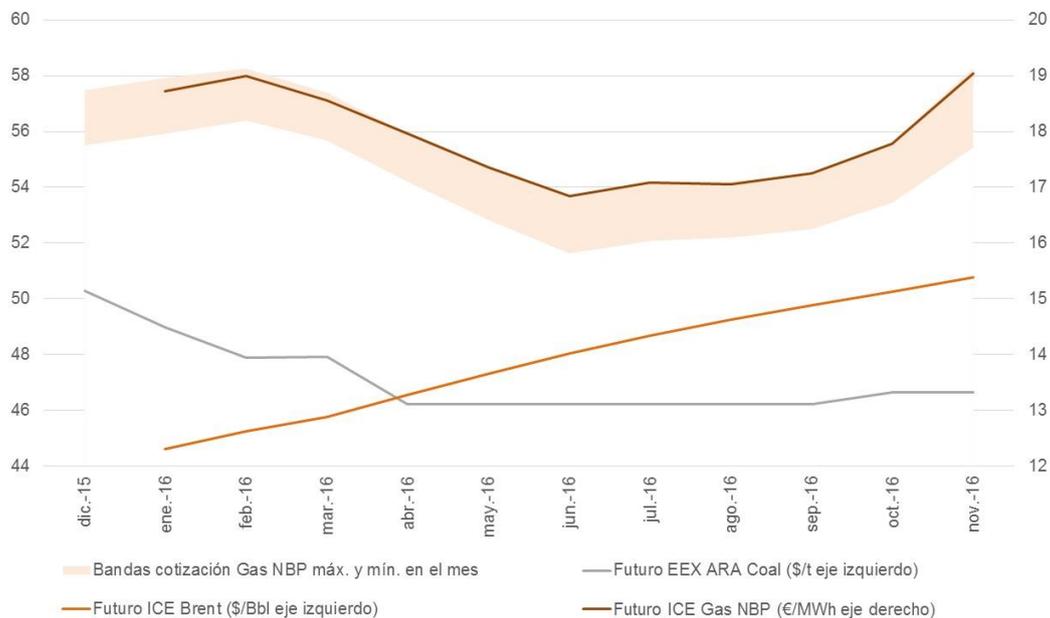
Al cierre del mes de noviembre la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”<sup>19</sup>), tal y como se observa en el Gráfico 21. Asimismo, la curva a plazo del gas natural (NBP) registra un comportamiento alcista hasta el mes de febrero de 2016, para pasar a una situación de “backwardation” a partir de dicho mes hasta el mes de junio de 2016 (tendencia descendente de precios), 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 noviembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 1,02 €/MWh, con un valor máximo de 1,42 €/MWh en noviembre de 2016.

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando entre un máximo de 50 \$/t, en el mes de diciembre de 2015, y un mínimo de 46 \$/t, a partir del segundo trimestre de 2016.

---

<sup>19</sup> Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

**Gráfico 21. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de noviembre de 2015 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

### 3.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad 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)

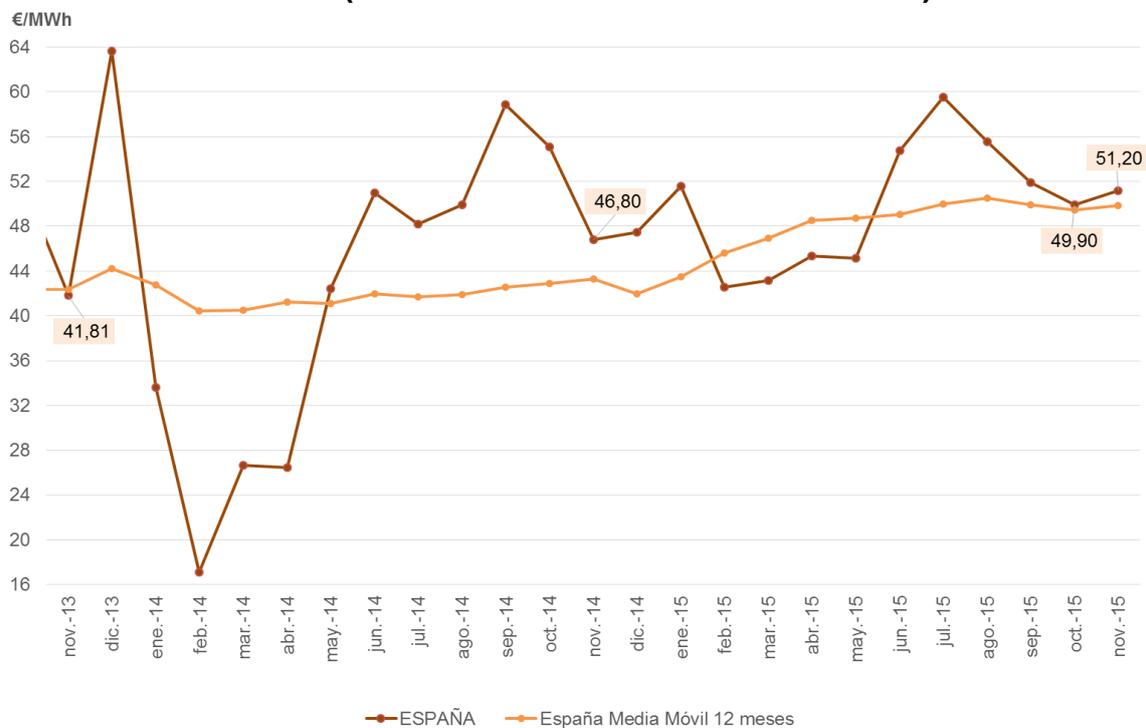
**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

### 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 noviembre de 2013 y noviembre de 2015.

En el mes de noviembre de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 51,20 €/MWh<sup>20</sup>, un 2,6% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (49,90 €/MWh) y un 9,4% superior al precio spot medio registrado en noviembre de 2014 (46,80 €/MWh).

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



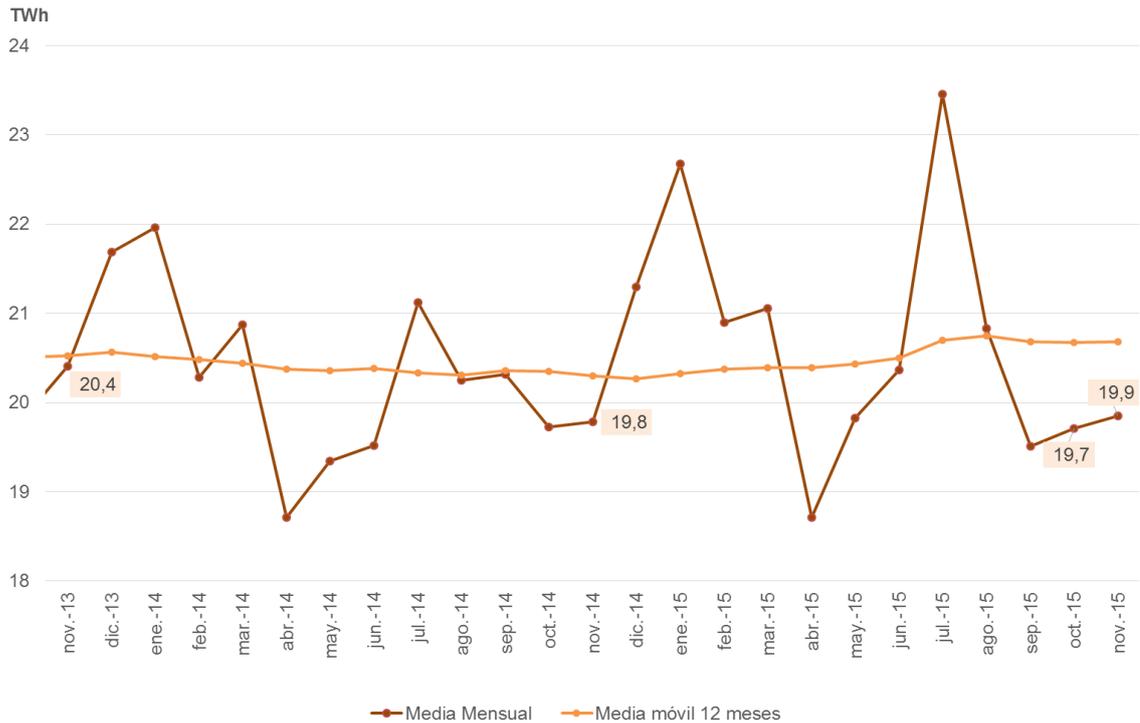
Fuente: OMIE.

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

<sup>20</sup> En noviembre de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 51,46 €/MWh, un 0,26 €/MWh superior al precio spot medio español (51,20 €/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 en los once primeros meses de 2015, en 7.854 de las 8.016 horas de dicho periodo (98%) el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,08 €/MWh).

En el mes de noviembre, la demanda se cifró en 19,9 TWh, un 0,7% superior al valor registrado en el mes anterior (19,7 TWh) y un 0,3% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (19,8 TWh en noviembre de 2014). En el mes de noviembre 2015, la demanda fue un 4% inferior a la media móvil anual.

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



Fuente: REE.

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

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de noviembre de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, la disminución de la producción eólica (-5,1%), producción nuclear (-3,3%, siendo pese a ello la segunda tecnología con mayor contribución al mix de generación) y el aumento de la producción hidráulica (13,1%). La primera fuente en términos de contribución fue el carbón, que experimentó un ascenso respecto a octubre 2015 del 6,6%.

El aumento de la demanda (0,7%) y el descenso registrado tanto en la producción mediante fuentes de energía renovables como en la producción nuclear contribuyó a que el precio del mercado spot en el mes de noviembre aumentase un 2,6% (ascenso de 1,30 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

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

	nov-15	oct-15	nov-14	% Var. nov-15 vs. oct- 15	% Var. nov-15 vs. nov- 14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	1,79	1,58	2,26	13,1%	-20,9%	36,0	14,8%
Nuclear	4,15	4,29	4,57	-3,3%	-9,2%	57,4	23,6%
Carbón	4,93	4,62	3,36	6,6%	46,7%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	2,15	2,14	1,96	0,6%	9,9%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3,43	3,50	2,96	-1,9%	16,2%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,39	0,30	0,52	31,4%	-24,9%	6,9	2,8%
Eólica	3,71	3,91	5,13	-5,1%	-27,7%	51,0	21,0%
<b>Total generación bruta</b>	<b>20,55</b>	<b>20,34</b>	<b>20,76</b>	<b>1,0%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>260,3</b>	<b>-</b>
Consumos generación	-0,63	-0,60	-0,53	5,4%	18,0%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,44	-0,37	-0,54	18,0%	-18,2%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	0,44	0,44	0,19	0,2%	131,7%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,07	-0,10	-0,08	-27,6%	-12,3%	-1,3	-0,5%
<b>Total demanda transporte</b>	<b>19,85</b>	<b>19,71</b>	<b>19,78</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,3%</b>	<b>243,2</b>	<b>243,2</b>

Fuente: REE.

