



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

**22 de octubre de 2015**

**IS/DE/003/15**

## Índice

1.	<i>Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</i>	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.	<i>Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</i>	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	13
2.3.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	16
2.4.	Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	17
3.	<i>Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</i>	22
3.1.	Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot en España, Alemania y Francia	23
3.2.	Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	26
3.3.	Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	28
3.4.	Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-15 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 septiembre de 2015, en un contexto descendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en España mostraron también una tendencia decreciente, con la excepción de los contratos con liquidación en noviembre de 2015 y en el tercer trimestre de 2016.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con liquidación en octubre y diciembre de 2015 contabilizaron un descenso del 6,8% y 2,5% respectivamente, mientras que la relativa al contrato mensual con liquidación en noviembre de 2015 mostró una subida del 0,4%. Por su parte, la cotización del contrato trimestral con vencimiento en el cuarto trimestre de 2015 experimentó un descenso del 3,3% mientras que las de los dos primeros trimestres de 2016 contabilizaron caídas del 0,3% y 2,9% respectivamente, experimentando una ligera subida las cotizaciones del contrato trimestral con vencimiento en el tercer trimestre de 2016 (0,5%). En concreto, los contratos trimestrales se situaron, a cierre de mes (30 de septiembre excepto el contrato Q4-15, cuyo último día de cotización fue el 28 de septiembre) en 47,70 €/MWh el Q4-15, 46,08 €/MWh el Q1-16, en 43,06 €/MWh el Q2-16 y en 51,84 €/MWh el Q3-16.

Por su parte, la cotización del contrato anual con liquidación en el año 2016 se situó a cierre de mes (30 de septiembre) en 46,93 €/MWh, con un descenso del 0,9% respecto a la registrada en el mes anterior.

---

<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.

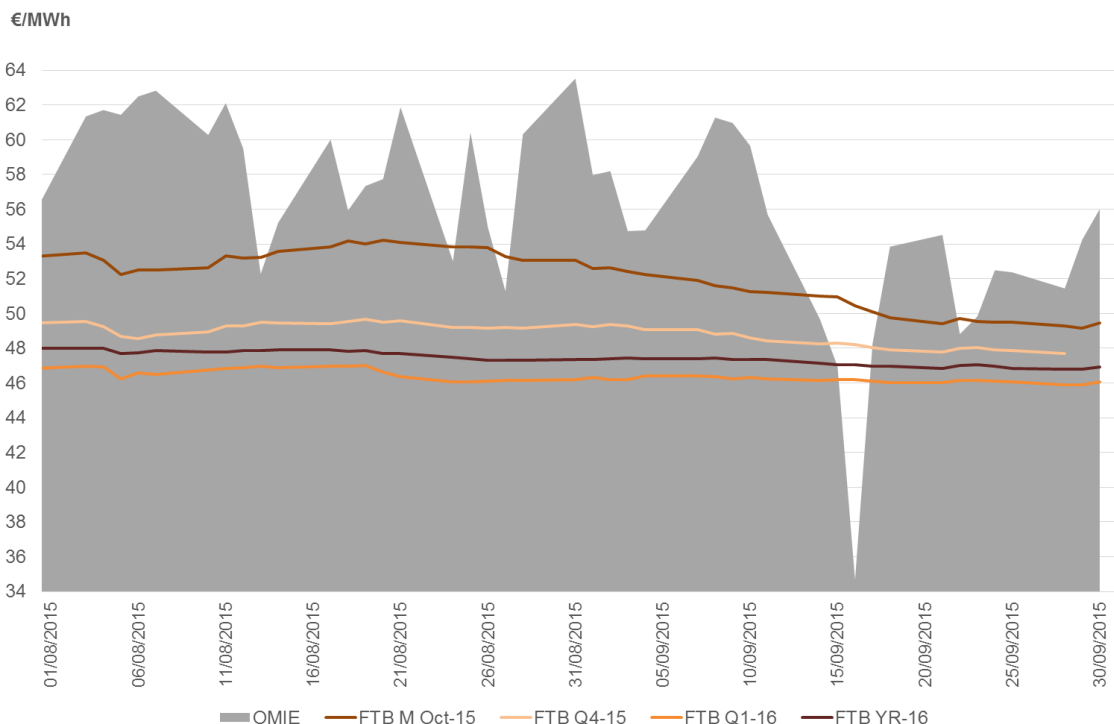
**Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP**

Contratos	MES DE SEPTIEMBRE DE 2015				MES DE AGOSTO DE 2015				% Variación últ. cotización sep-15 vs. ago-15
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-15	49,45	52,65	49,15	50,68	53,07	54,20	52,25	53,38	-6,8%
FTB M Nov-15	46,48	46,80	46,00	46,47	46,28	46,55	45,04	45,82	0,4%
FTB M Dec-15	47,40	48,73	47,35	47,91	48,60	49,31	47,59	48,42	-2,5%
FTB Q4-15	47,70	49,35	47,70	48,44	49,35	49,65	48,55	49,25	-3,3%
FTB Q1-16	46,08	46,40	45,87	46,16	46,20	47,00	46,05	46,57	-0,3%
FTB Q2-16	43,06	43,93	42,85	43,42	44,35	45,29	44,31	44,71	-2,9%
FTB Q3-16	51,84	52,40	51,77	52,00	51,59	52,25	51,35	51,87	0,5%
FTB YR-16	46,93	47,43	46,80	47,13	47,35	48,00	47,30	47,70	-0,9%
FTB YR-17	46,64	47,23	46,40	46,86	47,15	47,79	47,10	47,50	-1,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de septiembre a 30/09/15 (excepto contrato FTB Q4-15, cotizado el 28/09/2015) y cotizaciones de agosto a 31/08/2015.

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 agosto – 30 de septiembre de 2015**

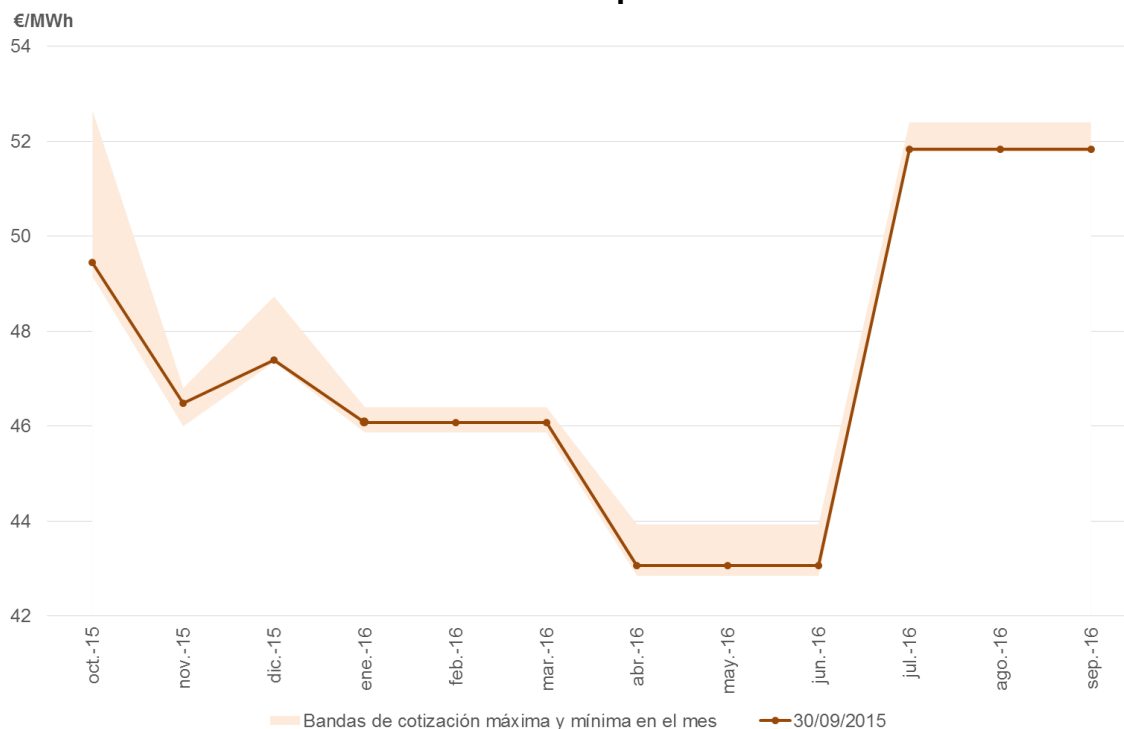


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP.

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de septiembre de 2015. Se observa una tendencia decreciente de la curva a plazo entre los meses de octubre y noviembre, seguida de una relativa estabilidad hasta el horizonte de liquidación marzo 2016. La curva experimenta un descenso para el horizonte de liquidación abril 2016,

repuntando posteriormente para el horizonte de liquidación del tercer trimestre de 2016.

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



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de septiembre, el precio medio del mercado diario (51,88 €/MWh) descendió un 6,7% respecto al registrado en el mes anterior (55,59 €/MWh).

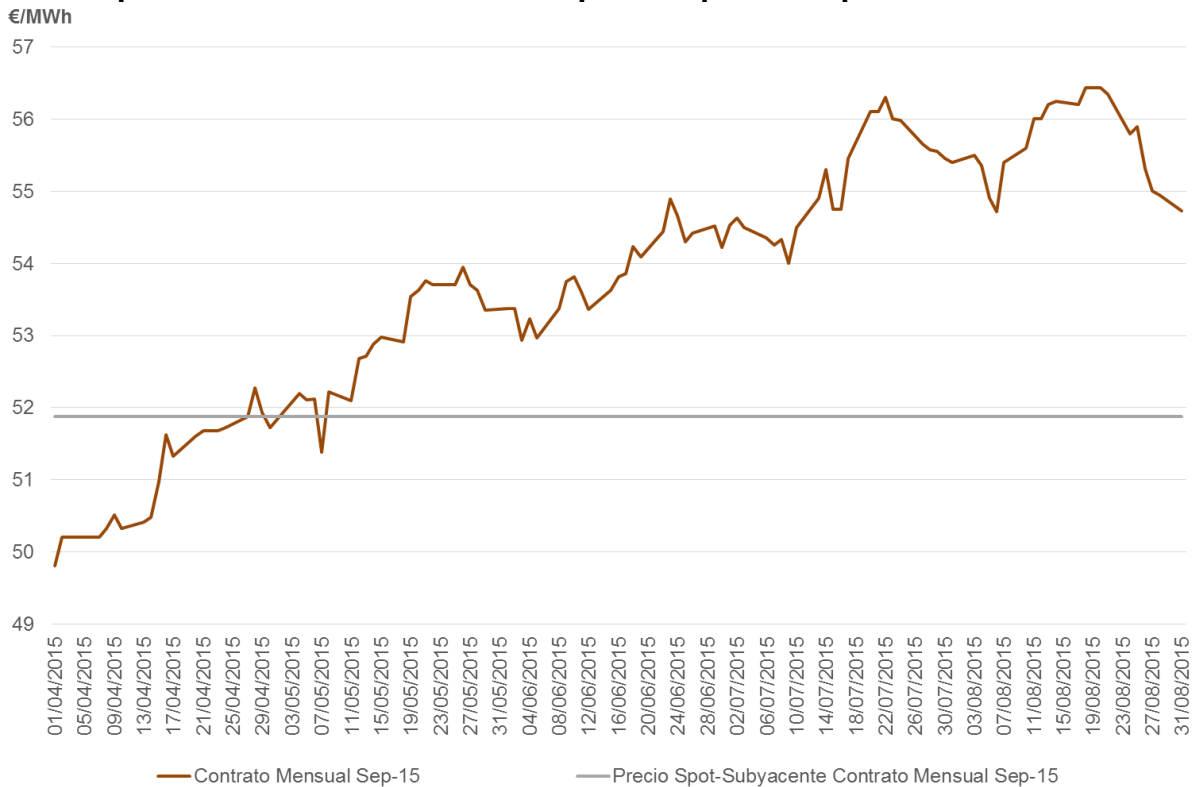
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en septiembre de 2015 (31 de agosto de 2015) anticipaba un precio medio del mercado diario de 54,73 €/MWh para dicho mes, un 5,5% superior al precio spot finalmente registrado (51,88 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>2</sup>, se alcanzaron el 18 de agosto (máxima de 56,43 MWh) y el 1 de abril de 2015 (mínima de 49,81 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 6,62 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>3</sup> fueron negativas hasta finales del mes de abril, intercalándose primas positivas y negativas hasta la primera semana de mayo y siendo ésta positiva durante el resto del horizonte de cotización del contrato. Por ello, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con

<sup>2</sup> Del 1 de abril de 2015 al 31 de agosto de 2015.

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

pérdidas (beneficios) durante la mayor parte del periodo de cotización del contrato.

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



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

Para el mes de octubre, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a fecha de 30 de septiembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 49,45 €/MWh.

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

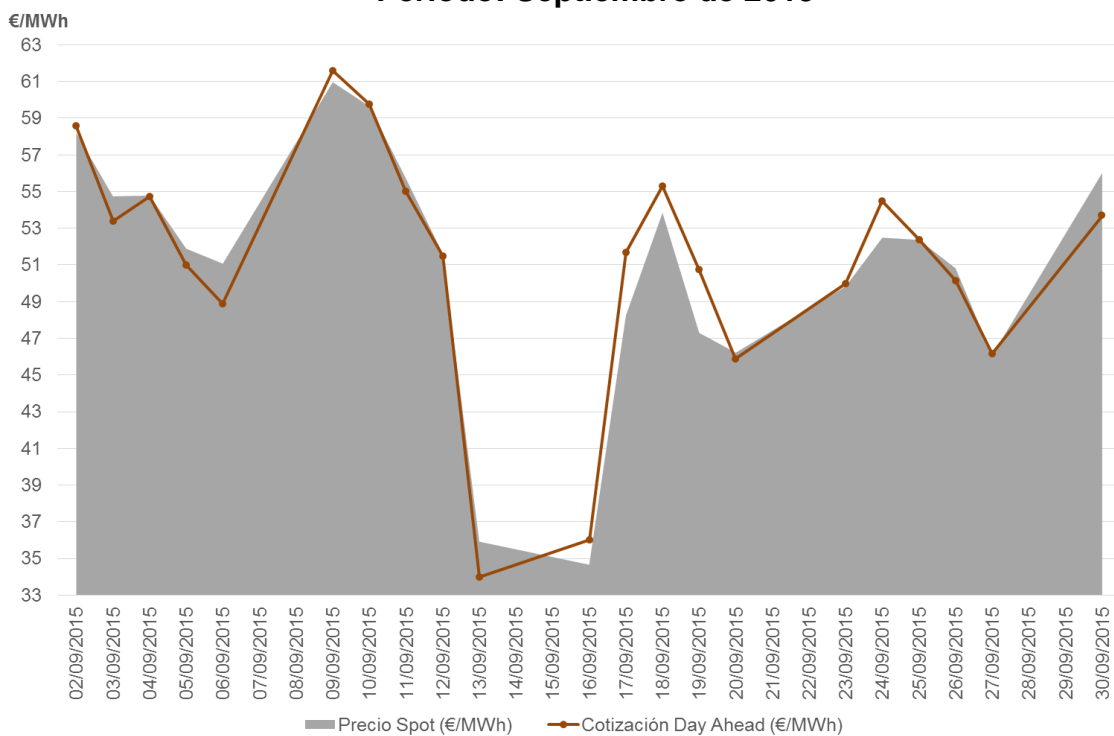
En septiembre de 2015 los precios de los contratos *day-ahead* anticiparon, de media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). La mayor prima de riesgo ex post se registró el 19 de septiembre y ascendió a 3,45 €/MWh. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en septiembre 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 51,07 €/MWh, 0,12

<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.

€/MWh inferior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en septiembre de 2015 (51,19 €/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 subyacente) fue positiva (0,12 €/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: Septiembre 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 septiembre y agosto de 2015<sup>6</sup>.

En el mes de septiembre de 2015 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 11,3 TWh, un 41,1% superior al volumen registrado en el mes anterior (unos 8 TWh en agosto de 2015), y un 60,1% inferior al volumen negociado en los mercados OTC y OMIP durante el mismo mes del año anterior (28,4 TWh en septiembre de 2014).

El volumen negociado en OMIP en septiembre de 2015 representó el 3,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 6,7% en agosto 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 nueve primeros meses de 2015 (108,4 TWh), representó el 57,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (187,4 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 (243,2 TWh).

En el mes de septiembre 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

---

<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.



EEX<sup>7</sup>) se situó en 6,9 TWh (93,3% superior al volumen del mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado, en septiembre 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 63,4%. En el mismo periodo del año 2014 dicho porcentaje fue inferior (36,4%), 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 septiembre 2015	Mes anterior agosto 2015	% Variación	Total 2015	Total 2014
<b>OMIP</b>	437	539	-18,9%	10.434	37.527
<b>EEX</b>	34	37	-7,4%	504	0
<b>OTC</b>	10.869	7.460	45,7%	97.438	283.229
<b>OTC registrado y compensado*:</b>	6.895	3.566	93,3%	45.582	83.255
<i>OMIClear</i>	2.629	1.154	127,9%	20.746	49.558
<i>BME Clearing</i>	1.849	929	99,0%	13.900	32.127
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	2.417	1.484	62,9%	10.936	1.570
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>11.340</b>	<b>8.036</b>	<b>41,1%</b>	<b>108.376</b>	<b>320.755</b>

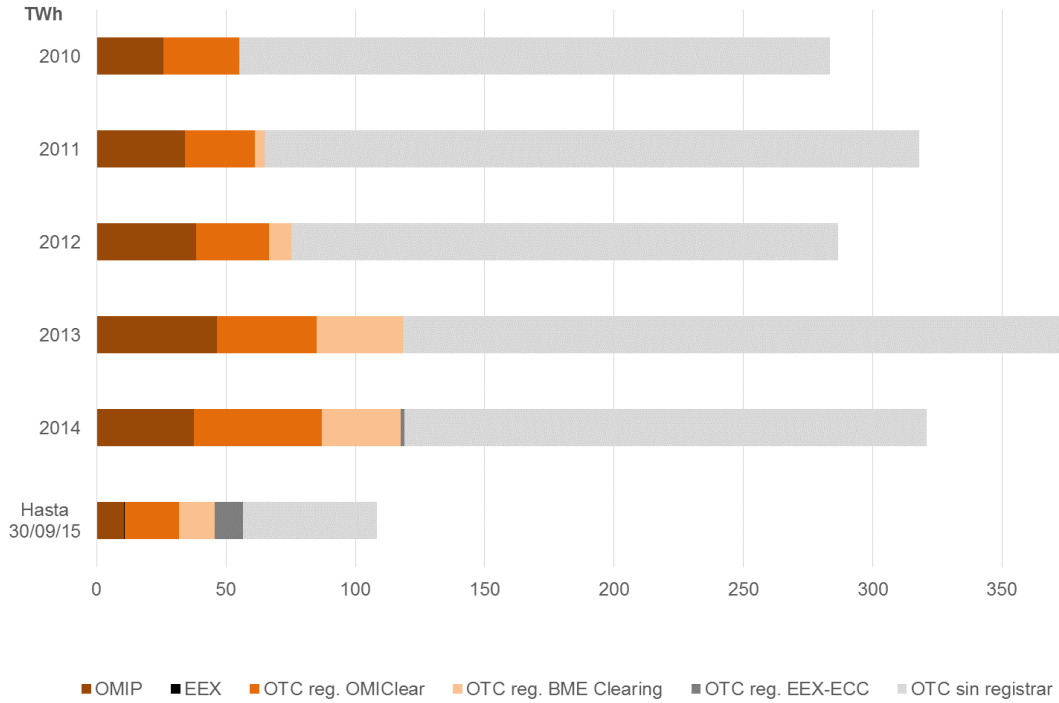
\*El volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las Agencias de intermediación no remiten estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden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

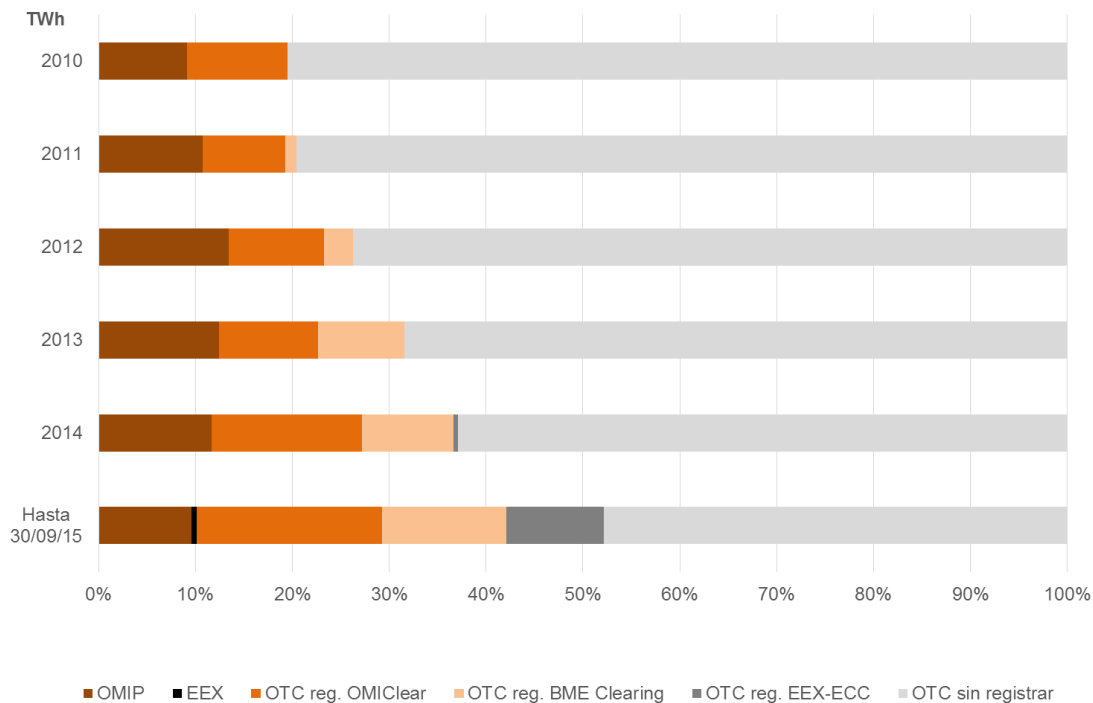
<sup>7</sup> EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para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



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

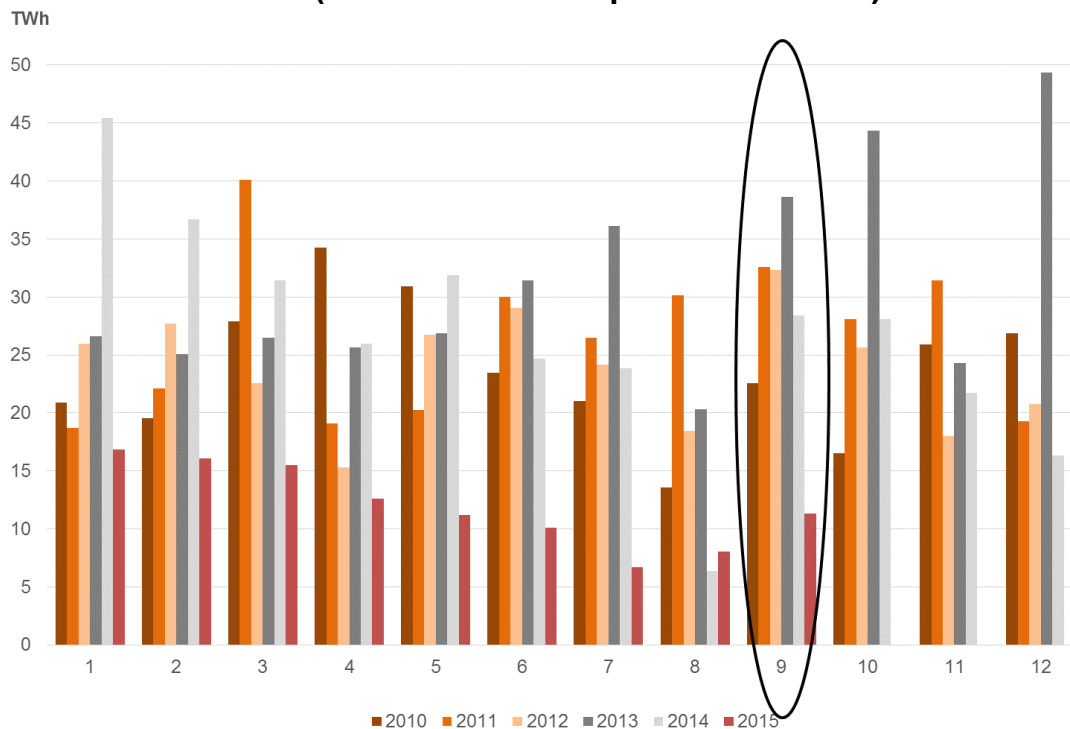
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo (enero de 2010 a septiembre 2015)**



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 septiembre de 2015.

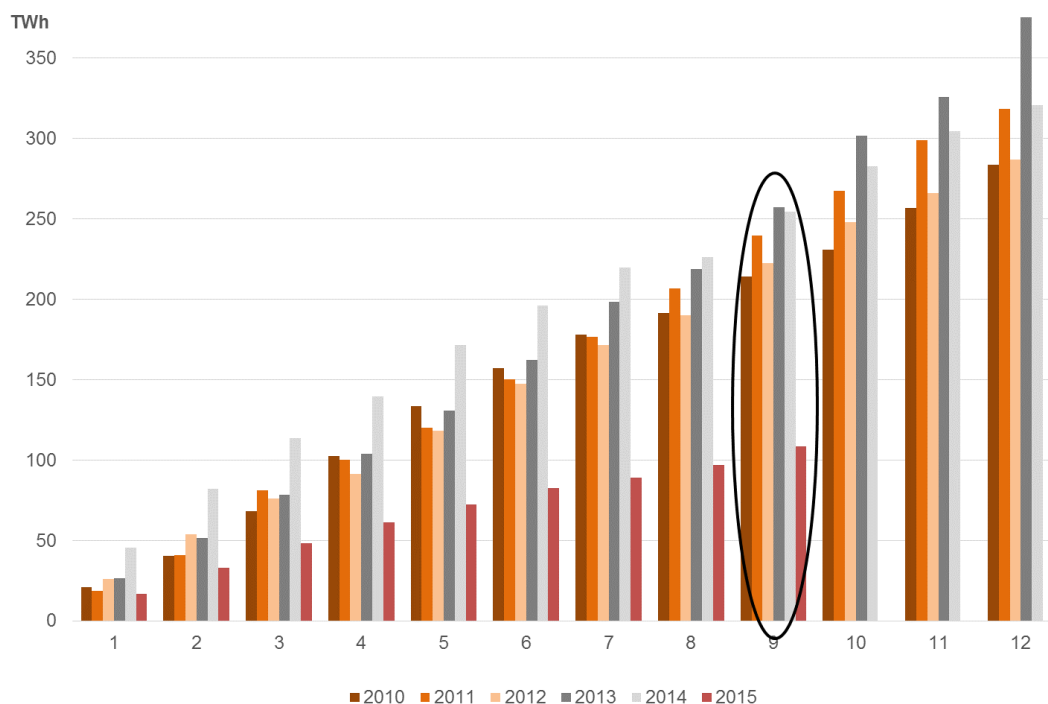
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (enero de 2010 a septiembre de 2015)**



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 septiembre 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 agosto y septiembre 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 septiembre de 2013 y septiembre 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 septiembre 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 85,7% (9,7 TWh). En el mes de agosto de 2015 dicho porcentaje de negociación fue inferior (82,3%; 6,6 TWh).

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 14,3% (1,6 TWh). En el mes de agosto de 2015 dicho porcentaje de negociación fue superior (17,7%; 1,4 TWh).

En septiembre de 2015 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 41,5% (4 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (9,7 TWh)<sup>8</sup>. A continuación se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 34,6% (3,4 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo. El volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2 ascendió a 0,4 TWh, el 12,2% de los contratos anuales negociados y el 3,6% del volumen total negociado. Por su parte, el contrato con vencimiento a tres años vista (Cal+3, con liquidación en 2018) comenzó a negociarse por vez primera en el mes de septiembre, alcanzando un volumen total de 0,4 TWh.

El contrato de corto plazo más negociado fue el contrato con liquidación diaria con el 55,8% (0,9 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,6 TWh)<sup>9</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 38,4% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

---

<sup>8</sup> En el mes de agosto de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (38,2%; 2,5 TWh).

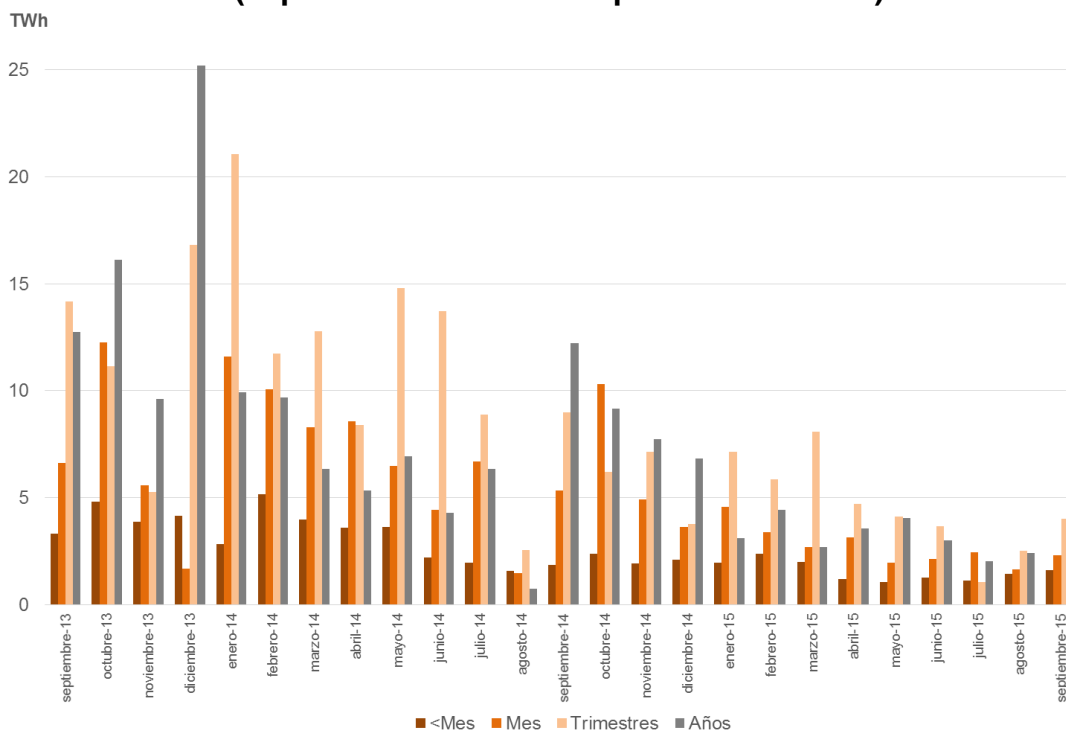
<sup>9</sup> En el mes de agosto de 2015 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (54,7%; 0,8 TWh)

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

Tipo de contrato	Mes actual sep-15	Mes anterior ago-15	% Variación	Total 2014	% Total 2014
Diario	906	780	16,2%	10.044	30,2%
Fin de semana	95	72	30,9%	1.888	5,7%
Balance de semana	0	0	-	7	0,0%
Semana	623	572	8,8%	21.368	64,2%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.624</b>	<b>1.424</b>	<b>14,0%</b>	<b>33.307</b>	<b>10,4%</b>
Mensual	2.327	1.653	40,8%	81.839	28,5%
Trimestral	4.028	2.528	59,3%	120.031	41,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%
Anual	3.362	2.430	38,3%	85.578	29,8%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>9.717</b>	<b>6.612</b>	<b>47,0%</b>	<b>287.449</b>	<b>89,6%</b>
<b>Total</b>	<b>11.340</b>	<b>8.036</b>	<b>41,1%</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.

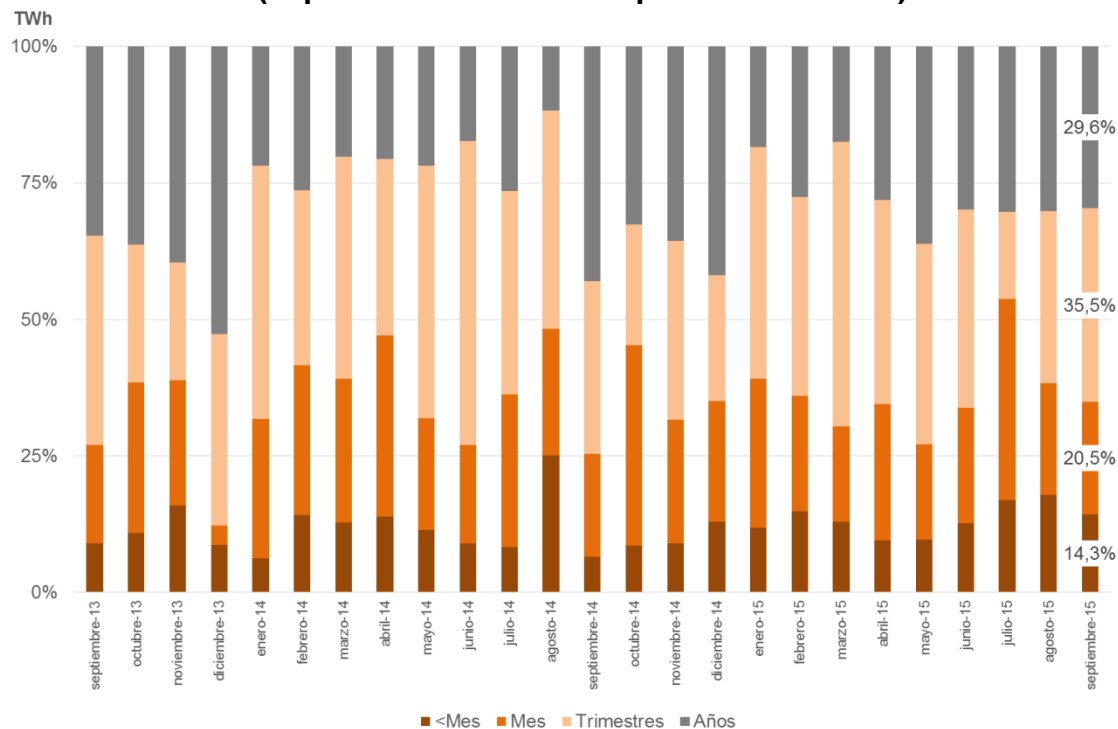
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) (septiembre de 2013 a septiembre de 2015)**



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 %) (septiembre de 2013 a septiembre 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.

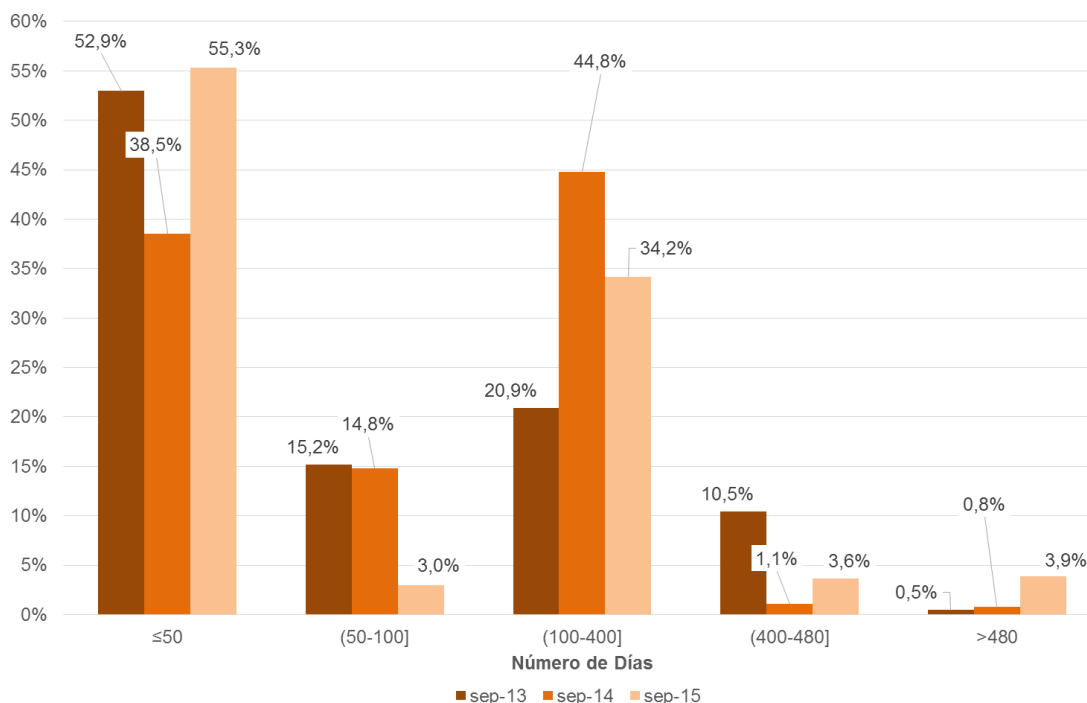
### 2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En septiembre 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 58,3% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de septiembre de 2015 iniciarán su liquidación en los próximos 100 días (en septiembre de 2014 este porcentaje fue inferior, del 53,4%, situándose 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 septiembre de 2015, ascendió a 0,4 TWh, el 3,6% del volumen total de contratos negociados (0,3 TWh en septiembre de 2014) (véase Gráfico 11). El volumen de los contratos Cal+3 (con vencimiento a tres años vista) representó el 3,9% 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 30 de septiembre de 2015, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2015<sup>10</sup> se situó en torno a 20.426 GWh, un 2,4% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2015 (20.925 GWh), y un 23,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2014 (26.834 GWh).

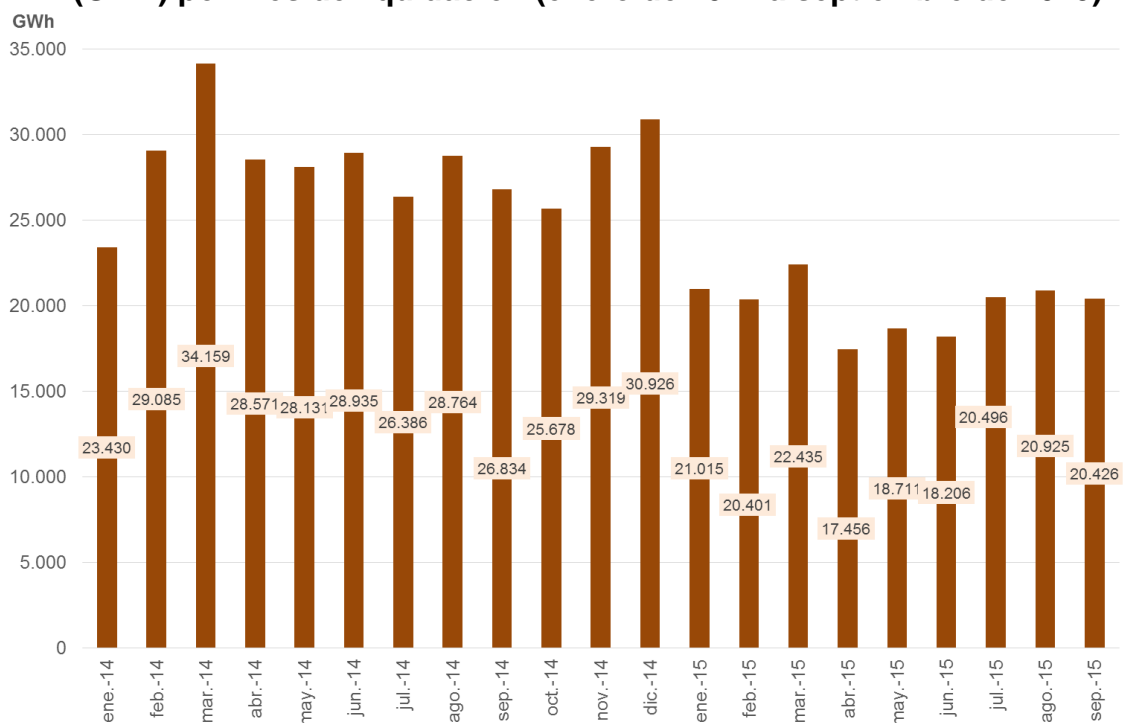
Del volumen total negociado hasta el 30 de septiembre de 2015 sobre contratos con liquidación en septiembre de 2015, el 92,1% (18.803 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual

<sup>10</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2015: mensual sep-15, trimestral Q3-15, 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 septiembre de 2015, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

sep-15, trimestral Q3-15 y anual 2015), mientras que el 7,9% restante (1.624 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 septiembre de 2015 (20.426 GWh) representó el 104,7% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (19.512 GWh).

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



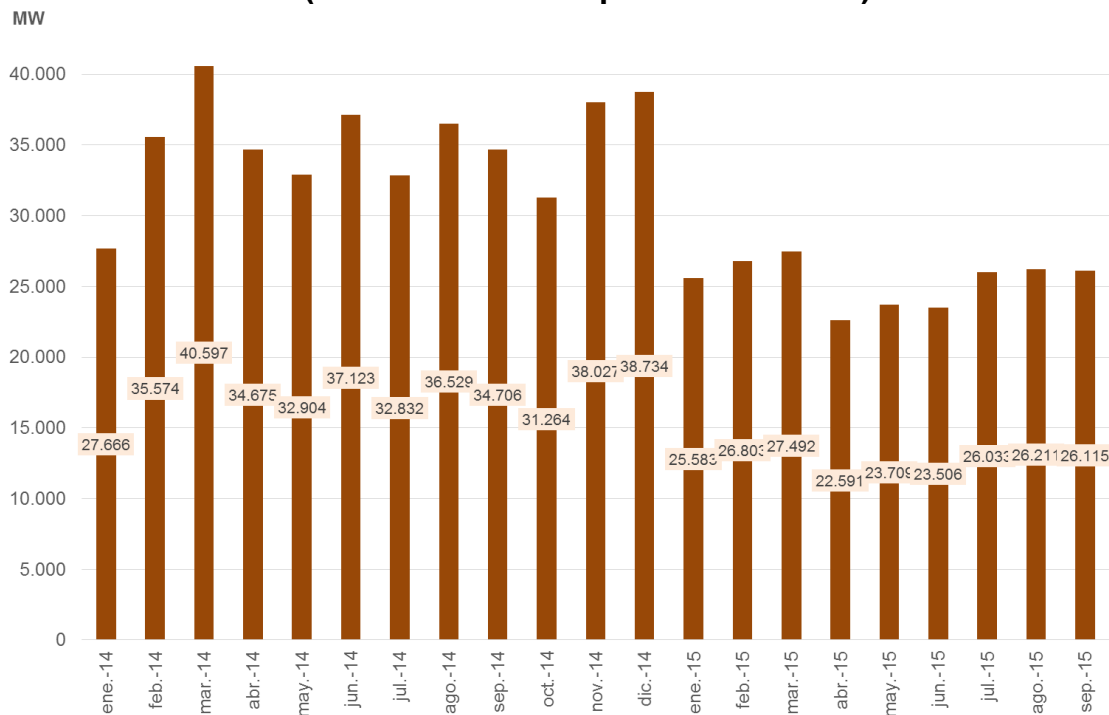
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 septiembre de 2015 (sep-15, Q3-15 y anual 2015) se situó en torno a 26.115 MW, un 0,4% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2015 (26.211 MW) y un 24,8% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de septiembre de 2014 (34.706 MW). El 29,5% (7.694 MW) del volumen total

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

negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de septiembre de 2015 (26.115 MW) se registró en OMIClear<sup>12</sup> (véase Gráfico 14) y el 7,4% (1.942 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de septiembre de 2015 (26.115 MW) representó el 96,4% de la demanda horaria media de dicho mes (27.100 MW).

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

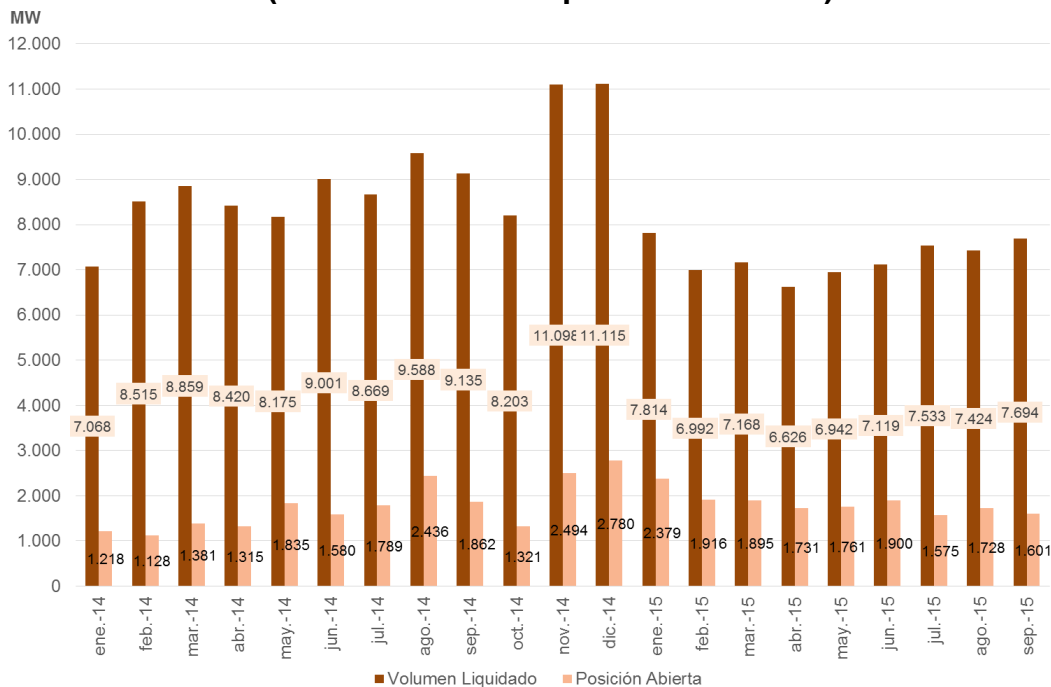
La CNMC, si bien dispone de información completa respecto a las transacciones en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC. Por tanto, no dispone de información sobre las contrapartes de las transacciones realizadas 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

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

en OMIClear, ya que se tiene información completa de las transacciones registradas en esta Cámara.

En este sentido, de los 7.694 MW con liquidación en septiembre de 2015 que se registraron en OMIClear, el 79,2% (6.093 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 20,8% restante (1.601 MW) quedaron abiertas<sup>13</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 79,2% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>14</sup> (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación en septiembre 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 septiembre 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

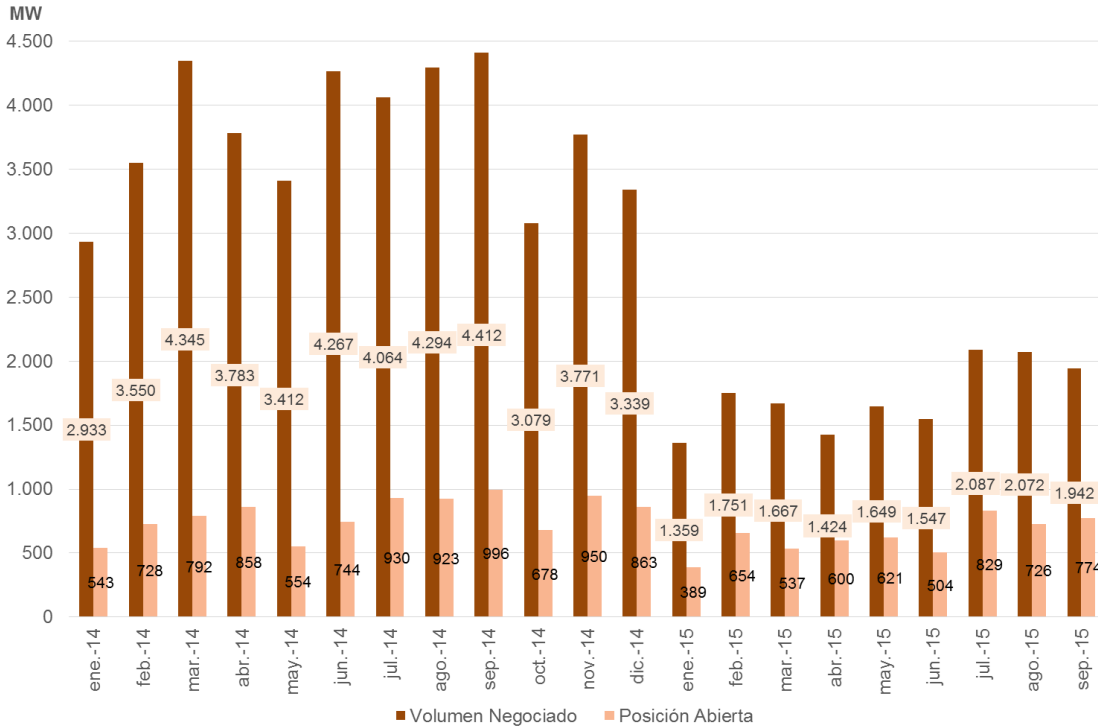
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing<sup>16</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en septiembre de 2015 (26.115 MW), el 7,4% (1.942 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 60,1% (1.168 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 39,1% restante (774 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 septiembre 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 septiembre 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 todos los contratos a plazo excepto las del contrato mensual con liquidación en el mes de octubre mostraron una tendencia descendente respecto a las registradas en el mes anterior, en un contexto sin embargo ascendente del precio del mercado de contado. La cotización que más disminuyó fue la del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2016 (descenso del 6,9%).

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 no obstante ascendente del precio del mercado de contado. La cotización que más disminuyó fue la del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2015 (descenso del 7,3%).

Por último en el mercado español, en un contexto descendente del precio del mercado de contado, las cotizaciones de todos los contratos a plazo mostraron caídas respecto a las registradas en el mes anterior con excepción de las del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2015 (ascenso del 0,4%). La cotización que más descendió fue la del contrato mensual con liquidación en octubre de 2015 (descenso del 6,8%).

A 30 de septiembre de 2015, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2016 se situó en el mercado español (46,93 €/MWh; -0,9% respecto al mes anterior) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (29,08 €/MWh; -4%) y en Francia (37,23 €/MWh; -3,4%).

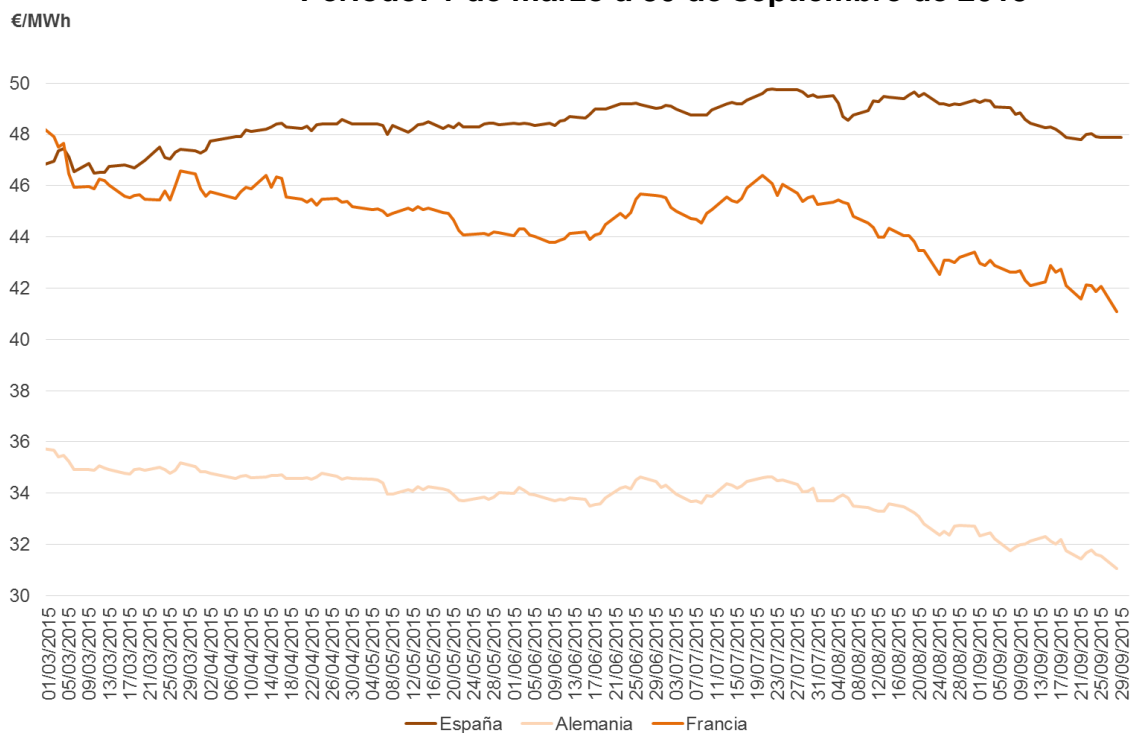
**Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

	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)		
	septiembre-15	agosto-15	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-15	agosto-15	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-15	agosto-15	% Variación sep. vs. ago.
oct-15	49,45	53,07	-6,8%	33,13	32,82	0,9%	39,75	40,89	-2,8%
nov-15	46,48	46,28	0,4%	32,45	34,01	-4,6%	41,85	45,14	-7,3%
Q4-15	47,88	49,35	-3,0%	31,05	32,71	-5,1%	41,10	43,40	-5,3%
Q1-16	46,08	46,20	-0,3%	30,50	32,75	-6,9%	43,25	45,98	-5,9%
Q2-16	43,06	44,35	-2,9%	27,20	27,72	-1,9%	31,76	32,35	-1,8%
YR-16	46,93	47,35	-0,9%	29,08	30,30	-4,0%	37,23	38,54	-3,4%

Nota: Cotizaciones de septiembre a 30/09/2015 (excepto para el contrato Q4-15 a 28/09/2015) y cotizaciones de agosto correspondientes a las del día 31/08/2015.

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

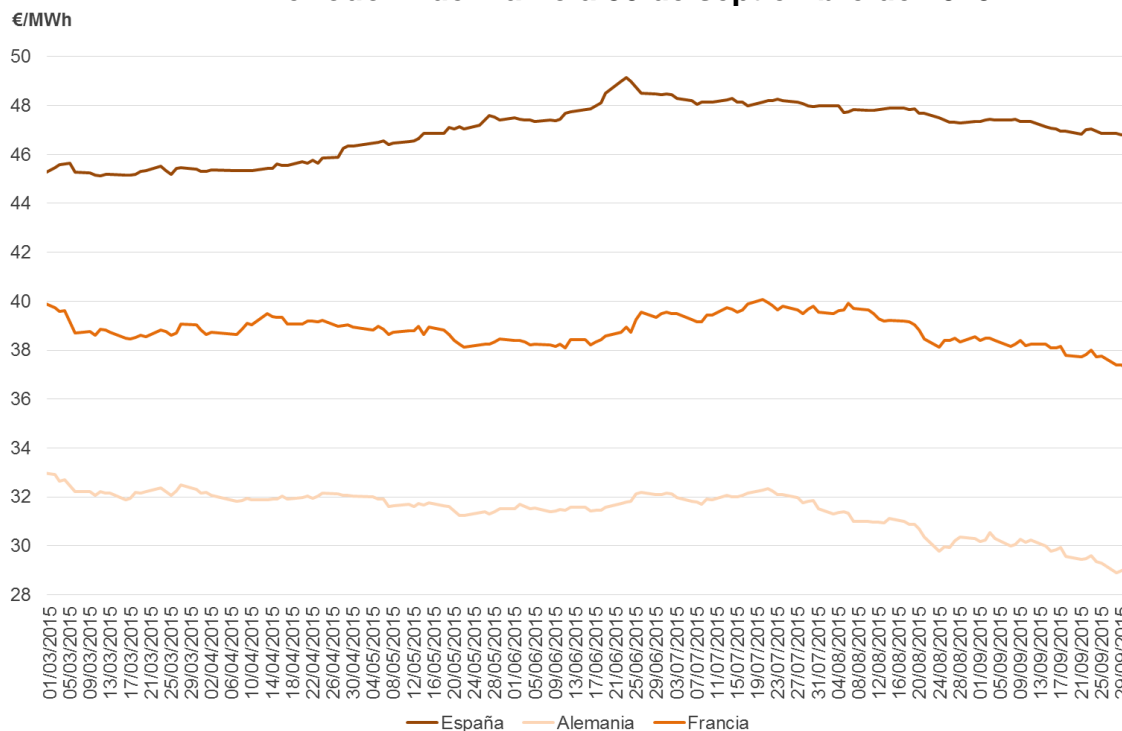
**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 de marzo a 30 de septiembre de 2015**



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 marzo a 30 de septiembre de 2015**



Fuente: EEX y OMIP.

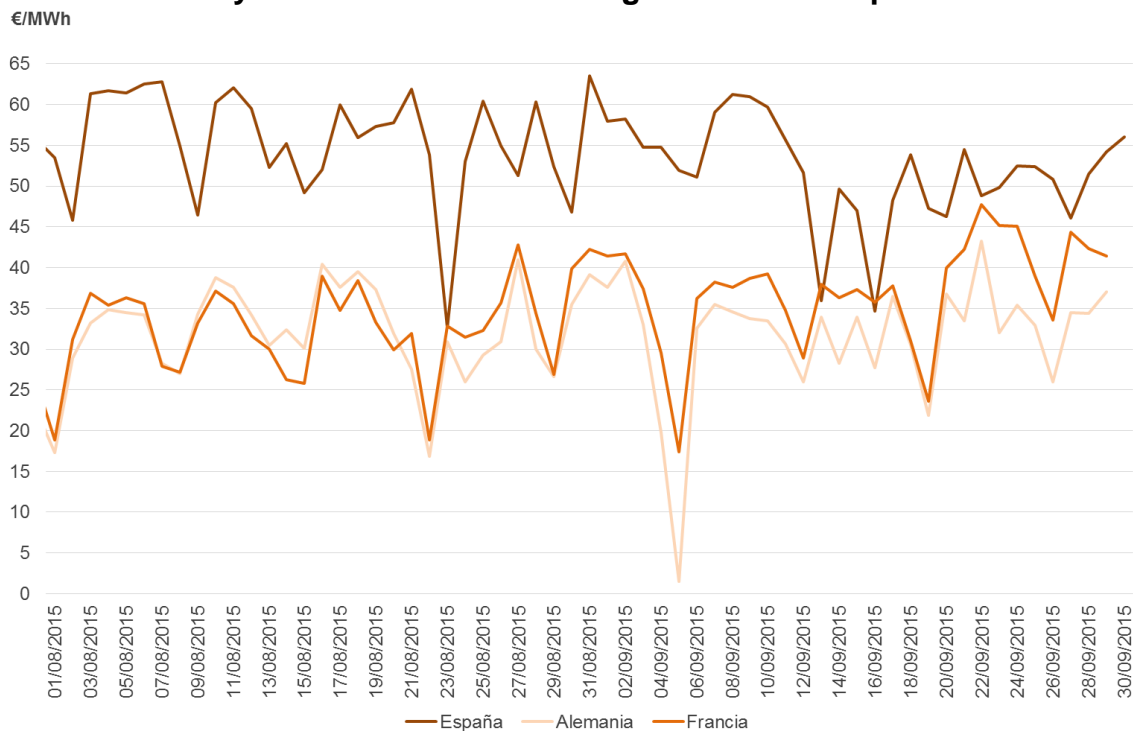
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 18 a continuación), en el mes de septiembre el precio medio del mercado diario en España, 51,88 €/MWh, descendió un 6,7% respecto al registrado en el mes anterior (55,59 €/MWh), situándose no obstante por encima tanto de los precios medios del mercado alemán (31,88 €/MWh, que ascendió un 0,9% respecto al del mes anterior en dicho mercado) como de los precios medios del mercado francés (37,45 €/MWh, el cual experimentó una subida del 16,4% 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	septiembre-15	agosto-15	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	51,88	55,59	-6,7%
Alemania	31,88	31,61	0,9%
Francia	37,45	32,16	16,4%

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 agosto a 30 de septiembre 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 septiembre de 2015 (véase Cuadro 6 a continuación).

En el mes de septiembre de 2015, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (2,85 €/MWh), tras tres meses consecutivos siendo negativa (-4,90 €/MWh, -4,52 €/MWh y -1,09 €/MWh en junio, julio y agosto respectivamente). En el mercado alemán la prima de riesgo ex post de

<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.

dicho mes se situó también en valor positivo (0,92 €/MWh) mientras que en el mercado francés fue negativa por cuarto mes consecutivo (-0,97 €/MWh).

**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

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 septiembre, únicamente los contratos a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> presentaron una mínima tendencia ascendente mientras que los contratos a plazo del crudo petrolífero Brent, del gas natural en Reino Unido (NBP) y del carbón EEX ARA mostraron una notable tendencia descendente, tal y como se muestra en el Cuadro 7.

Con datos a 30 de septiembre de 2015, las cotizaciones de los contratos a plazo de petróleo presentaron alrededor de un 10,5% de descenso medio para los contratos que se recogen en el Cuadro 7. Los precios a plazo del gas natural en Reino Unido que se recogen en el Cuadro 7 descendieron en promedio aproximadamente un 5,6%. Los precios a plazo del carbón presentaron una disminución media en torno al 7,5% para los contratos a plazo reflejados en el Cuadro 7. Sin embargo, los precios a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se apreciaron levemente (0,9%).

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

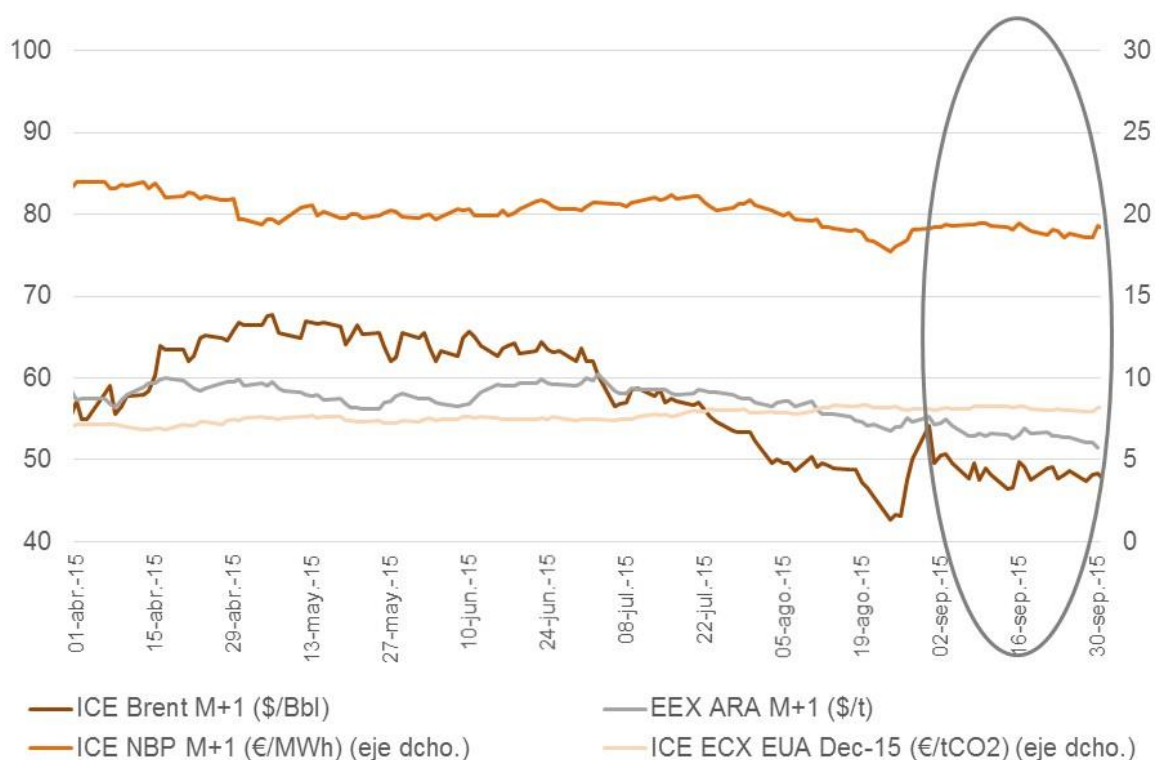
	Cotizaciones en septiembre de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en agosto de 2015: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes sep. vs ago.
	30-sep-15	Mín.	Máx.	31-ago-15	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent <b>Spot</b>	47,29	45,94	50,43	48,27	41,86	49,32	-2,0%
Brent entrega a <b>un mes</b>	48,37	46,37	50,68	54,15	42,69	54,15	-10,7%
Brent entrega a <b>doce meses</b>	54,46	53,71	57,23	60,63	49,79	60,63	-10,2%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>							
Gas NBP <b>Spot</b>	18,21	18,21	19,69	17,64	17,20	20,73	3,2%
Gas NBP entrega <b>Q4-15</b>	19,16	19,16	20,35	20,24	19,68	21,44	-5,4%
Gas NBP entrega <b>Q1-16</b>	19,80	19,80	21,28	21,16	20,68	22,29	-6,4%
Gas NBP entrega <b>Q2-16</b>	18,02	18,02	19,14	19,00	18,53	19,90	-5,1%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón entrega <b>Oct-15</b>	51,53	51,53	54,97	55,13	53,13	56,83	-6,5%
Carbón entrega <b>Q4-15</b>	51,15	51,15	54,45	54,72	52,73	56,44	-6,5%
Carbón entrega <b>2016</b>	48,44	48,44	52,97	53,48	51,52	55,88	-9,4%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2015</b>	8,15	7,92	8,29	8,08	7,79	8,37	0,9%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2016</b>	8,23	8,00	8,37	8,16	7,87	8,45	0,9%

- 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). Última cotización contrato carbón Q4-15: 28 septiembre 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.

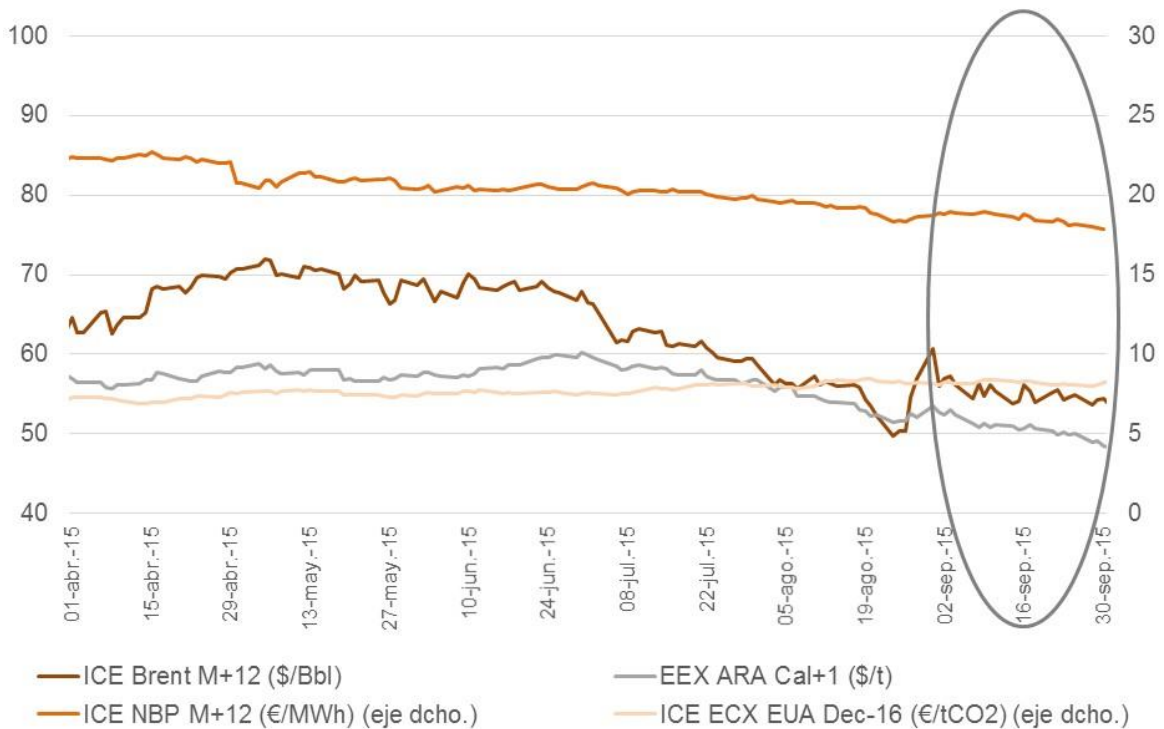
La tendencia descendente de los precios a plazo del crudo y del carbón, así como la tendencia mínimamente ascendente de los precios de los derechos de emisión durante el mes de septiembre, se observa tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 19) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 20). En el caso del gas natural, el contrato mensual con entrega en el mes siguiente apenas sufrió variación (se apreció 0,5%) pero se muestra una clara tendencia descendente en el contrato mensual con entrega a doce meses (-4,5%).

**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 abril 2015 – 30 septiembre 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 abril 2015 – 30 septiembre 2015**



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

Al cierre del mes de septiembre de 2015, el dólar se mantuvo en el mismo nivel con respecto al euro, en relación al cierre del mes anterior (1,12 \$/€). El tipo de cambio de la libra esterlina se depreció, situándose en 0,74 £/€ al final del mes de septiembre frente a 0,73 £/€ al final del mes de agosto.

Entre los factores que contribuyeron al descenso en los precios del crudo destacan los datos débiles de manufacturas de China, la abundancia de suministro a nivel global, la caída de la renta variable en China, el buen nivel de producción de crudo del Mar del Norte, las preocupaciones de una ralentización en la recuperación económica y las menores tensiones en las negociaciones entre Rusia y EEUU sobre Siria.

En el descenso de los precios a plazo del gas natural en Reino Unido habría influido la abundancia de suministro, tanto desde Noruega como vía GNL (especialmente Qatar) y el descenso en los precios del crudo.

Por su parte, en el descenso de las cotizaciones del carbón habría influido la oferta de venta a bajos precios de carbón procedente de Colombia y Sudáfrica y una menor demanda.

En la tendencia levemente ascendente de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> habría incidido el efecto alcista de las subastas celebradas en el Reino Unido, el establecimiento de coberturas por parte de empresas vendedoras de energía eléctrica, y el descenso en los precios del carbón.

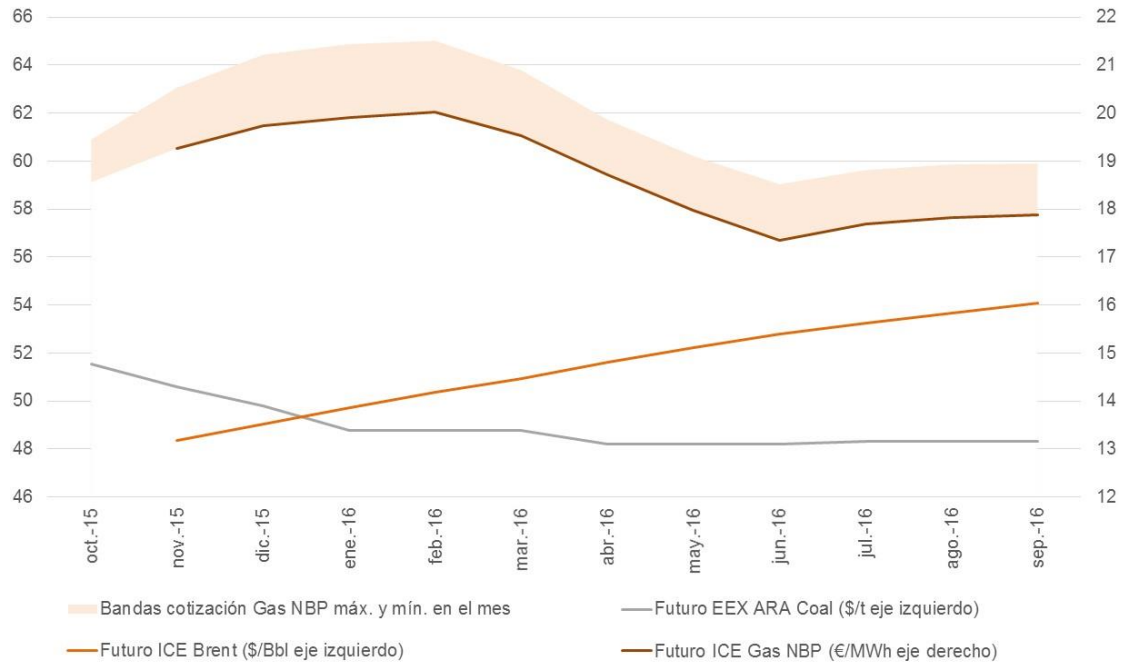
Al cierre del mes de septiembre, la curva a plazo del Brent sigue mostrando una tendencia ascendente de precios (curva forward en “contango”<sup>19</sup>), tal y como se observa en el Gráfico 21. Asimismo, la curva a plazo del gas natural registra un comportamiento alcista hasta el mes de febrero de 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 septiembre. Se observa que la mayor variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se registraría en los meses de diciembre de 2015, enero y febrero de 2016 (1,5 €/MWh en los tres meses).

Por su parte, la curva forward del carbón EEX ARA muestra una cierta tendencia decreciente, oscilando entre los niveles de 52 \$/t en el mes de octubre de 2015 al nivel de 48 \$/t a lo largo del año 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 septiembre 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 Q4-15 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]**

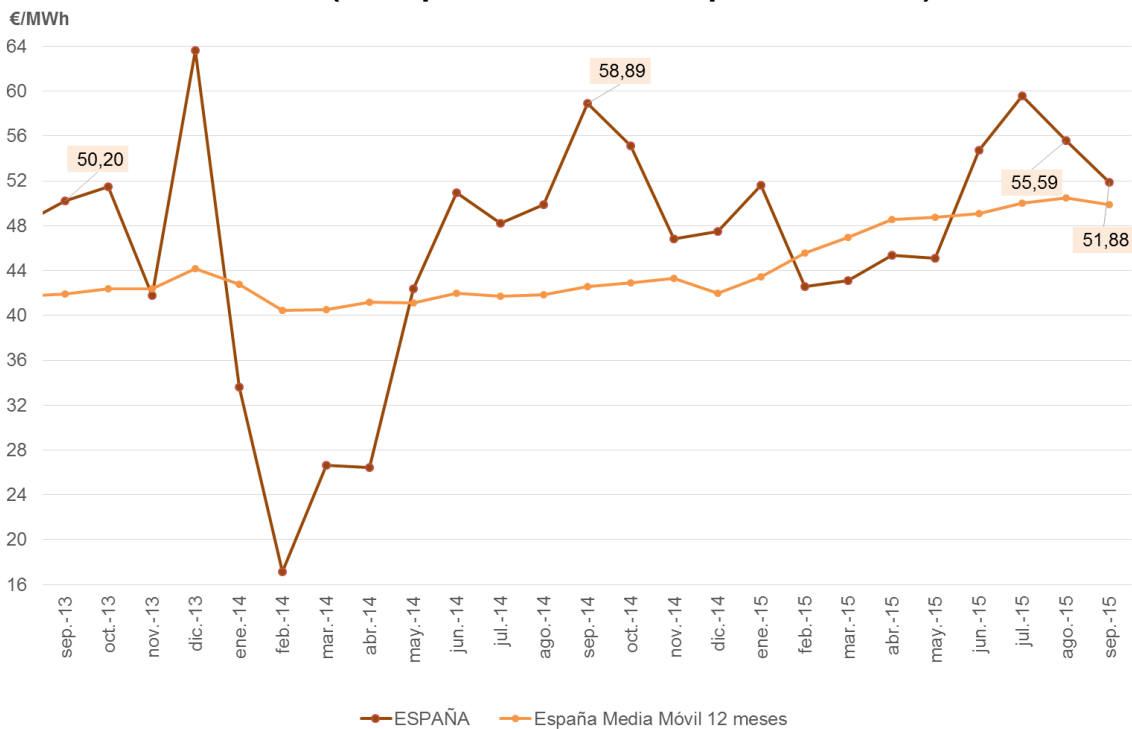


### 3.5. Análisis de los precios spot en España

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

En el mes de septiembre de 2015 el precio spot medio mensual se situó en 51,88 €/MWh<sup>20</sup>, un 6,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (55,59 €/MWh) y un 11,9% inferior al precio spot medio registrado en septiembre de 2014 (58,89 €/MWh).

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



Fuente: OMIE.

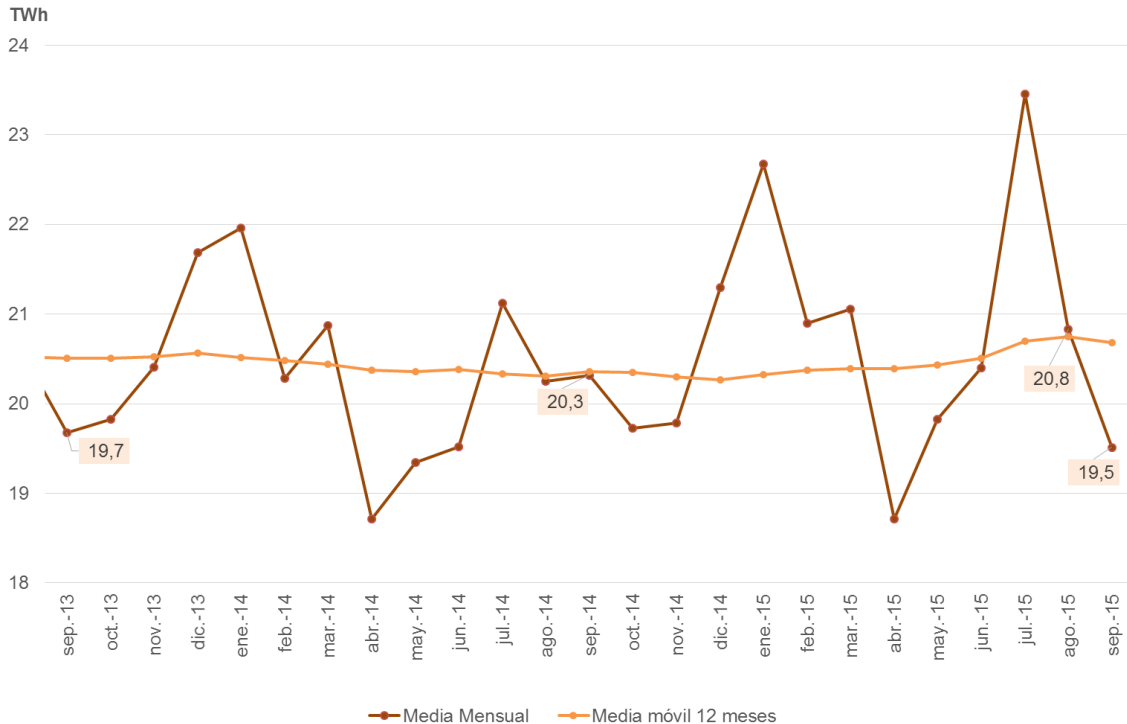
En el Gráfico 23 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

<sup>20</sup> En septiembre de 2015 el precio spot medio portugués se situó en 51,92 €/MWh, un 0,04 €/MWh superior al precio spot medio español (51,88 €/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 nueve primeros meses de 2015, en 6.430 de las 6.551 horas de dicho periodo (98,2%) el precio spot en Portugal ha sido igual al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 0,07 €/MWh).

En el mes de septiembre, la demanda se cifró en 19,5 TWh, un 6,3% inferior al valor registrado en el mes anterior (20,8 TWh) y un 4% inferior que la demanda del mismo mes del año anterior (20,3 TWh en septiembre de 2014). En el mes de septiembre 2015, la demanda fue un 5,7% inferior a la media móvil anual.

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

Fuente: REE.



En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de septiembre de 2014, agosto y septiembre 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 septiembre de 2015 destacó, con respecto al mes anterior, la disminución tanto de la producción con carbón (-11,6%, siendo pese a ello la segunda tecnología con mayor contribución al mix de generación) como de la producción por CCGT (-15,6%). La primera fuente en términos de contribución fue la nuclear, siendo esta la que experimentó un menor descenso respecto a agosto 2015 (1,8%), en un contexto en el que la producción de la totalidad de las fuentes descendió con respecto al mes anterior.

Tanto el descenso de la demanda (-6,3%) como el mayor descenso, respecto a la producción nuclear, experimentado en la producción hidráulica y mediante ciclos combinados y carbón contribuyeron a que el precio del mercado spot en el mes de agosto disminuyese un 6,7% (descenso de 3,71 €/MWh respecto al registrado en el mes anterior).

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

	sep-15	ago-15	sep-14	% Var. sep-15 vs. ago-15	% Var. sep-15 vs. sep-14	2014	2014 % Total demanda transporte
Hidráulica	1,50	1,56	1,64	-3,8%	-8,4%	36,0	14,8%
Nuclear	5,10	5,19	5,04	-1,8%	1,1%	57,4	23,6%
Carbón	4,92	5,57	6,12	-11,6%	-19,6%	43,7	18,0%
Fuel + Gas	0,00	0,00	0,00	-	-	0,0	0,0%
CCGT	2,04	2,42	2,78	-15,6%	-26,5%	21,7	8,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3,86	4,01	3,78	-3,7%	2,2%	43,5	17,9%
Resto hidráulica	0,29	0,30	0,36	-3,7%	-18,9%	6,9	2,8%
Eólica	3,01	3,25	2,14	-7,2%	40,7%	51,0	21,0%
<b>Total generación bruta</b>	<b>20,73</b>	<b>22,30</b>	<b>21,86</b>	<b>-7,1%</b>	<b>-5,2%</b>	<b>260,3</b>	<b>-</b>
Consumos generación	-0,65	-0,72	-0,79	-10,2%	-17,5%	-6,6	-2,7%
Consumos en bombeo	-0,26	-0,33	-0,27	-19,6%	-0,8%	-5,7	-2,3%
Saldos intercambios internacionales	-0,18	-0,26	-0,35	-28,2%	-47,6%	-3,5	-1,4%
Enlace Península-Baleares	-0,12	-0,17	-0,14	-27,8%	-14,1%	-1,3	-0,5%
<b>Total demanda transporte</b>	<b>19,51</b>	<b>20,83</b>	<b>20,32</b>	<b>-6,3%</b>	<b>-4,0%</b>	<b>243,2</b>	<b>243,2</b>

Fuente: REE.

