



**INFORME DE SEGUIMIENTO  
DE MERCADOS A PLAZO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN  
ESPAÑA (*OCTUBRE 2014*)**

**2 de diciembre de 2014**

## Índice

<b>1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>3</b>
<b>2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</b>	<b>6</b>
<b>2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y mercado de futuros de OMIP</b>	<b>6</b>
<b>2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato</b>	<b>13</b>
<b>2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato</b>	<b>16</b>
<b>3. Evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de energía eléctrica en España</b>	<b>19</b>
<b>3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania</b>	<b>19</b>
<b>3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub></b>	<b>24</b>
<b>3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent</b>	<b>26</b>
<b>3.2.2. Evolución del gas natural</b>	<b>29</b>
<b>3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón</b>	<b>34</b>
<b>3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub></b>	<b>36</b>
<b>3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)</b>	<b>38</b>
<b>4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot</b>	<b>39</b>
<b>4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)</b>	<b>39</b>
<b>4.2. Análisis de los precios spot</b>	<b>41</b>

## 1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España

Durante el mes de octubre de 2014, en un contexto de reducción del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones a plazo del contrato mensual con entrega en el mes de diciembre y de los contratos con liquidación en los tres primeros trimestres de 2015 registraron, asimismo, una tendencia descendente. Por el contrario, la cotización del contrato mensual con liquidación en el mes de noviembre de 2014 contabilizó un incremento del 2,2%, situándose a cierre de mes (día 31) en 49,65 €/MWh.

El descenso registrado en las cotizaciones de los contratos trimestrales con liquidación en el primer, segundo y tercer trimestres de 2015, se cifró en un 0,1%, 0,2% y 1,5%, respectivamente, situándose, a cierre de mes (día 31), en 47,70 €/MWh, 43,65 €/MWh y 50,98 €/MWh, respectivamente.

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 experimentó un leve descenso (0,2%) respecto a la registrada el mes anterior, situándose en 47,65 €/MWh el 31 de octubre.

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

Contratos	MES DE OCTUBRE DE 2014				MES DE SEPTIEMBRE DE 2014				% Variación últ. cotización oct-14 vs. sep-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
nov-14	49,65	54,15	48,10	51,32	48,60	49,35	47,00	48,13	2,2%
dic-14	48,70	53,15	48,70	51,05	49,60	49,95	48,38	49,15	-1,8%
ene-15	50,00	52,40	47,90	50,62	-	-	-	-	-
Q1-15	47,70	49,00	47,38	48,40	47,73	48,40	46,95	47,65	-0,1%
Q2-15	43,65	44,25	43,40	43,81	43,75	44,05	42,87	43,46	-0,2%
Q3-15	50,98	52,02	50,97	51,52	51,78	53,46	51,72	52,13	-1,5%
Q4-15	48,23	48,59	47,69	48,09	47,70	48,07	46,64	47,55	1,1%
Año 2015	47,65	48,30	47,65	47,96	47,75	48,15	47,23	47,71	-0,2%
Año 2016	47,65	48,48	47,65	48,07	48,15	48,55	47,50	48,05	-1,0%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de septiembre a 30/09/14. Cotizaciones de octubre a 31/10/14. El contrato mensual con liquidación en enero de 2015 empezó a cotizar 01/10/2014.

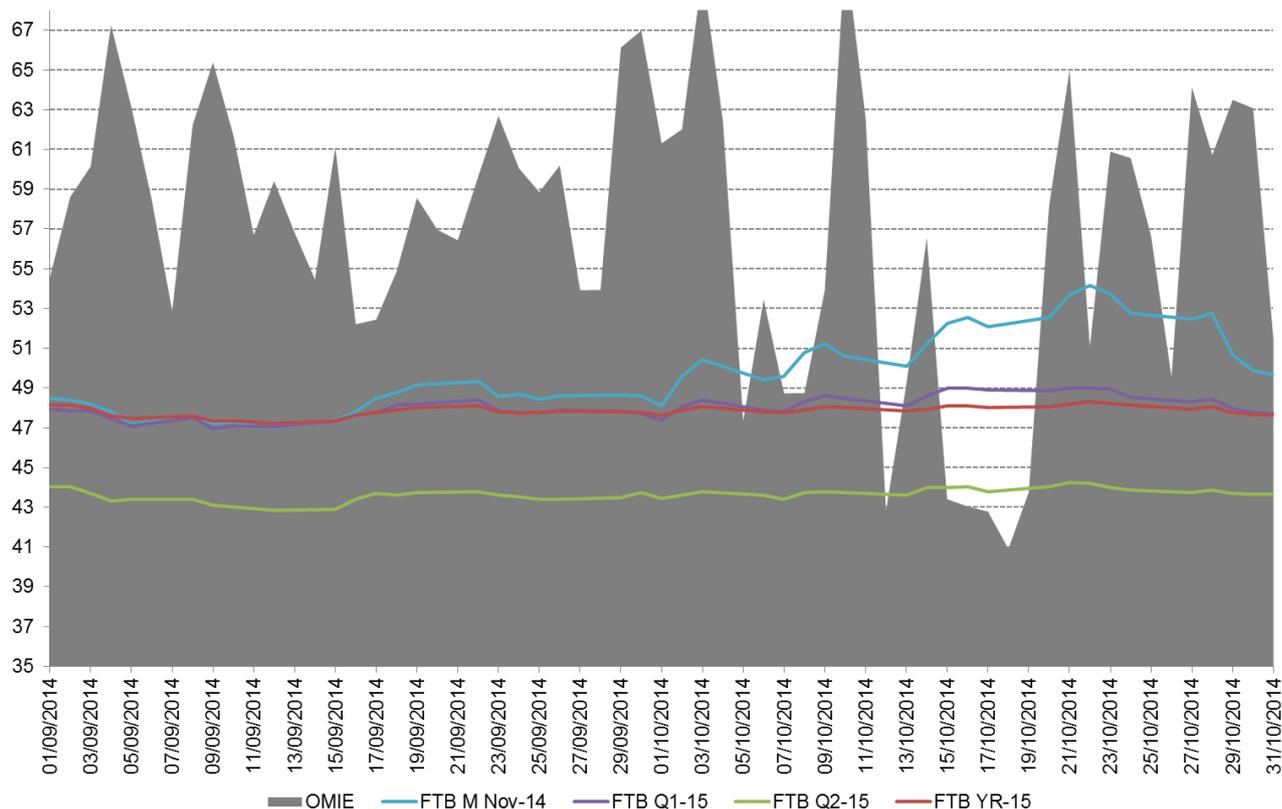
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de octubre el precio medio del mercado diario (55,11 €/MWh) disminuyó un 6,4% respecto al registrado en el mes de septiembre (58,89 €/MWh).

La última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en octubre (de 30 de septiembre de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 52 €/MWh para dicho mes, un 5,7% inferior al precio spot finalmente registrado (55,11 €/MWh).

Para el mes de noviembre, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (31 de octubre), anticipa un precio medio del mercado diario de 49,65 €/MWh.

**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 septiembre de 2014- 31 de octubre de 2014**

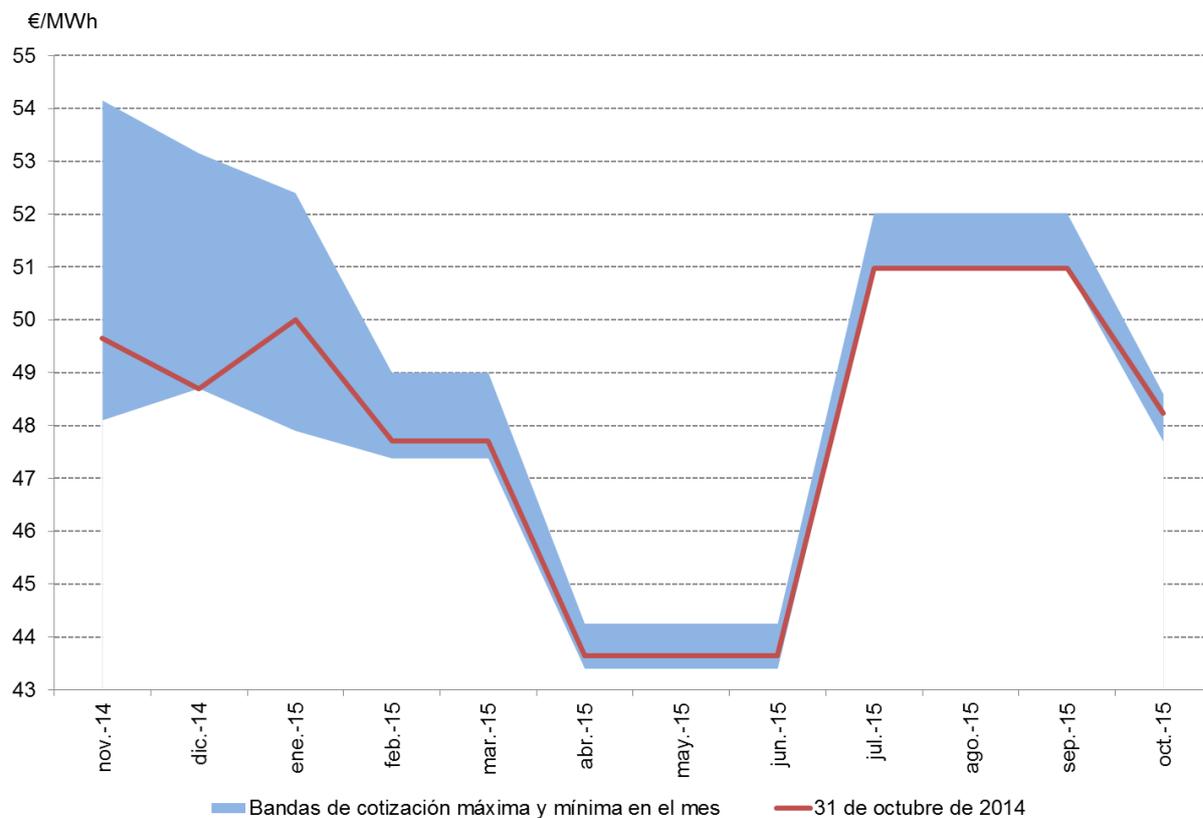


Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de octubre. Hasta el mes de junio de 2015, se observa una situación de *backwardation* en la curva forward de electricidad (cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con mayor vencimiento). De julio a septiembre de 2015 la curva forward refleja un incremento de las cotizaciones, hasta situarse en un nivel de 51 €/MWh. Para el mes de octubre de 2015, la curva a plazo muestra una tendencia descendente.

La cotización de los contratos mensuales con liquidación en el Q4-14 osciló, en el mes de octubre, en el rango 48,10 - 54,15 €/MWh. Para vencimientos en 2015, la cotización del contrato con liquidación en el Q1-15 osciló en el rango 47,38 - 52,40 €/MWh, la del contrato con liquidación en el Q2-15 varió en el rango 43,40 - 44,25 €/MWh y la cotización del contrato con liquidación en el Q3-15 se situó en el rango 50,97 - 52,02 €/MWh; y por último, la cotización del contrato con liquidación en el Q4-15 se situó en el rango 47,69 -48,59 €/MWh.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de octubre de 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

## **2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo**

A continuación se analiza la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercado organizado –OMIP– y no organizado –mercado OTC–). En las secciones 2.2 y 2.3 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación por tipo de contrato, en OTC y OMIP, respectivamente.

### **2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y mercado de futuros de OMIP**

En esta sección se presentan<sup>1</sup> los volúmenes de negociación en el mercado de futuros de OMIP y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de septiembre y octubre de 2014.

En el mes de octubre de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 23,8 TWh, un 6,2% inferior al volumen registrado en el mes anterior (25,3 TWh, en septiembre de 2014), y un 39,1% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (39,1 TWh en octubre de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de octubre de 2014 (246,4 TWh), es 6,7% inferior al negociado en el mismo periodo de 2013 (264,1 TWh) y supone un 75% del volumen total negociado en el año 2013 (328,5 TWh).

Como referencia de la liquidez del OTC, cabe mencionar que el volumen negociado en dicho mercado a plazo, durante los diez primeros meses de 2014, representa el 121,9% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 31 de octubre (202,1 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de octubre de 2014 se situó en 4,1 TWh, un 50,1% superior al volumen negociado el mes anterior (2,7 TWh, en septiembre de 2014) y un

---

<sup>1</sup> Como es conocido, 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 por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al día siguiente de realizarse las transacciones.

En relación a los datos OTC, la CNMC recibe diariamente un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica, 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.

21,9% inferior al mismo periodo del año anterior (5,3 TWh, en octubre de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de octubre de 2014 (29,5 TWh) supone un 72,2% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 10,9% inferior al acumulado negociado en los diez primeros meses de 2013 (33,1 TWh).

Finalmente, en el mes de octubre, 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) y BME Clearing se situó, respectivamente, en 6,7 TWh (-4,3% respecto al mes anterior) y 2,7 TWh (+20,2% respecto al mes anterior).

**Cuadro 2. Estadística descriptiva del volumen negociado en OTC\* y OMIP. Mensual y acumulado en el año**

Volumen negociado (GWh)	Mes actual octubre 2014	Mes anterior septiembre 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta oct.)	Acumulado año 2013 (hasta oct.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	4.107,4	2.736,9	50,1%	29.505,6	33.104,1	-10,9%	40.881,6	72,2%
OTC registrado en OMIClear	6.650,9	6.950,8	-4,3%	45.670,5	30.723,5	48,6%	38.359,1	119,1%
OTC compensado en BME Clearing	2.660,8	2.212,7	20,2%	28.315,1	28.707,6	-1,4%	33.476,6	84,6%
OTC	23.763,4	25.342,3	-6,2%	246.406,4	264.145,6	-6,7%	328.498,7	75,0%

\* El concepto "OTC" (última fila del cuadro) también incluye el volumen negociado en el OTC que se ha registrado en las Cámaras de Compensación de OMIClear y BME Clearing

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

En el Gráfico 3 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2007 hasta el 31 de octubre de 2014, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing y en OMIClear, y OTC sin registrar) y el negociado en el mercado organizado de OMIP. En el Gráfico 4 se muestra esa misma información en términos porcentuales.

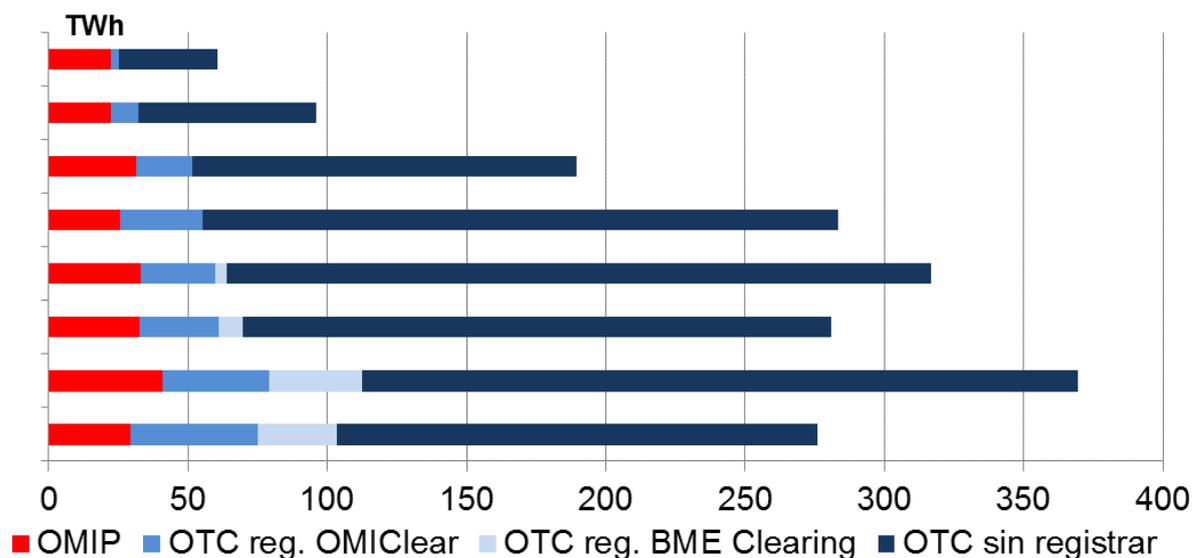
Durante los diez primeros meses de 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 12% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue superior (12,5%), situándose para el conjunto de 2013 en un 12,4%.

Por otro lado, entre enero y octubre de 2014 el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 10,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), siendo este porcentaje inferior al registrado en el mismo periodo del año 2013 (11,1%).

Adicionalmente, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs (OMIClear y BME Clearing) sobre el volumen total negociado en el

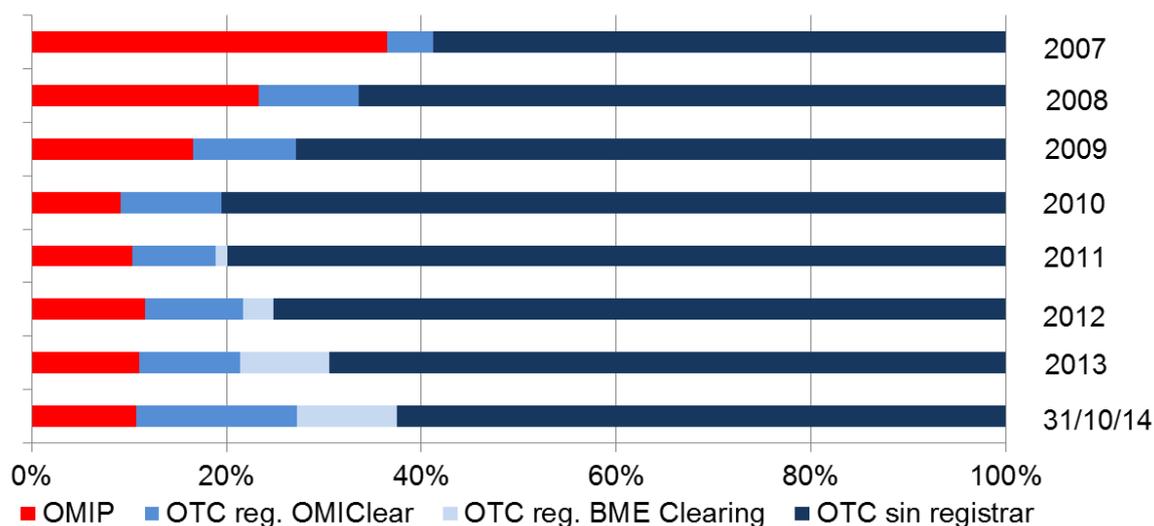
mercado OTC ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en 2007 hasta alcanzar un 30% en los diez primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 22,5% del total del volumen negociado OTC).

**Gráfico 3. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a octubre 2014)**  
**(TWh)**



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

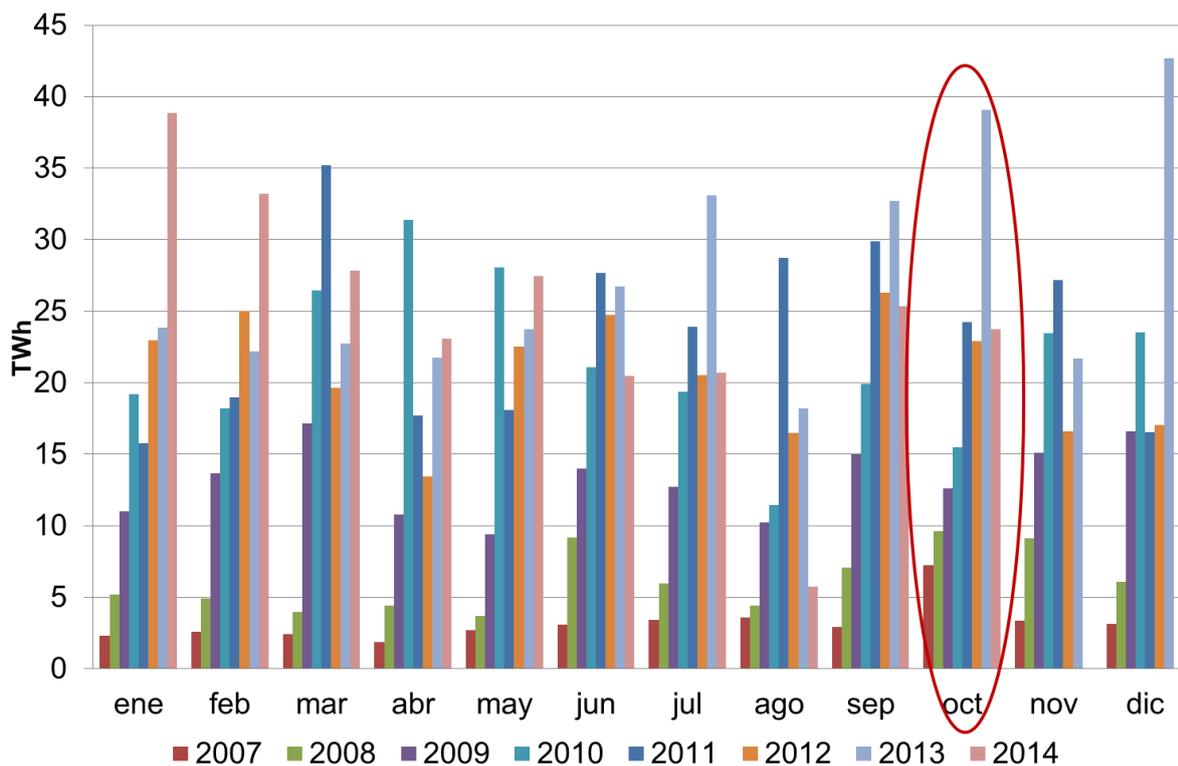
**Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a octubre 2014) (en %)**



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

El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de octubre de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (23,8 TWh) se redujo un 39,1% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (39,1 TWh, en octubre de 2013).

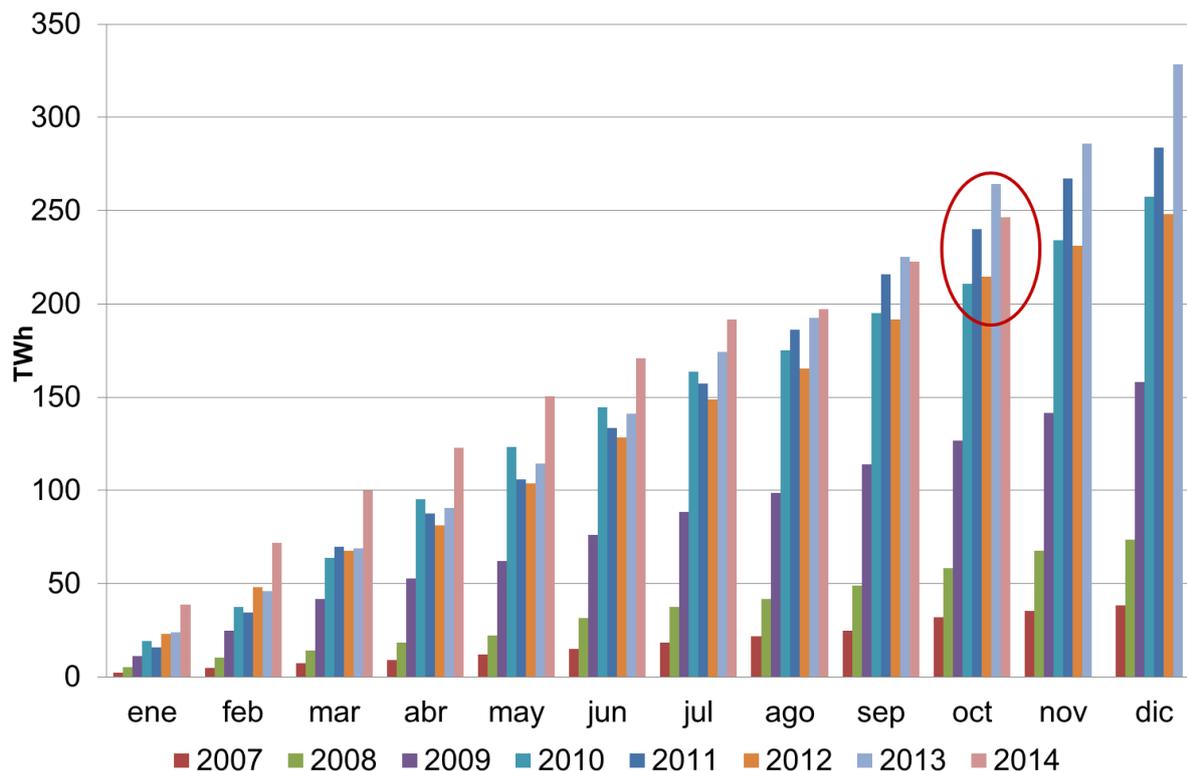
**Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a octubre 2014)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

En el Gráfico 6 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando el volumen anual negociado en el mercado OTC en cada uno de los meses. Se observa una disminución de un 6,7% en el volumen acumulado negociado en los diez primeros meses de 2014 (246,4 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (264,1 TWh).

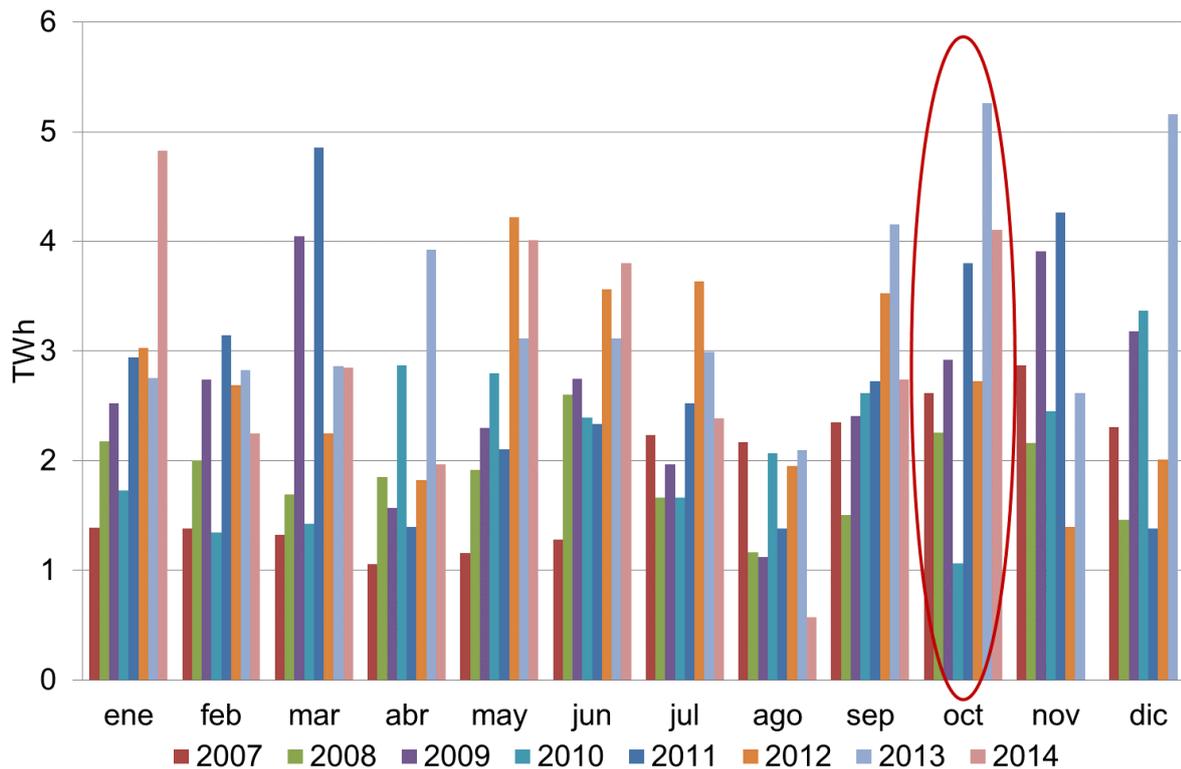
**Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a octubre 2014)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP. En el mes de octubre de 2014, el volumen negociado en OMIP (4,1 TWh) fue un 21,9% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (5,3 TWh en octubre de 2013).

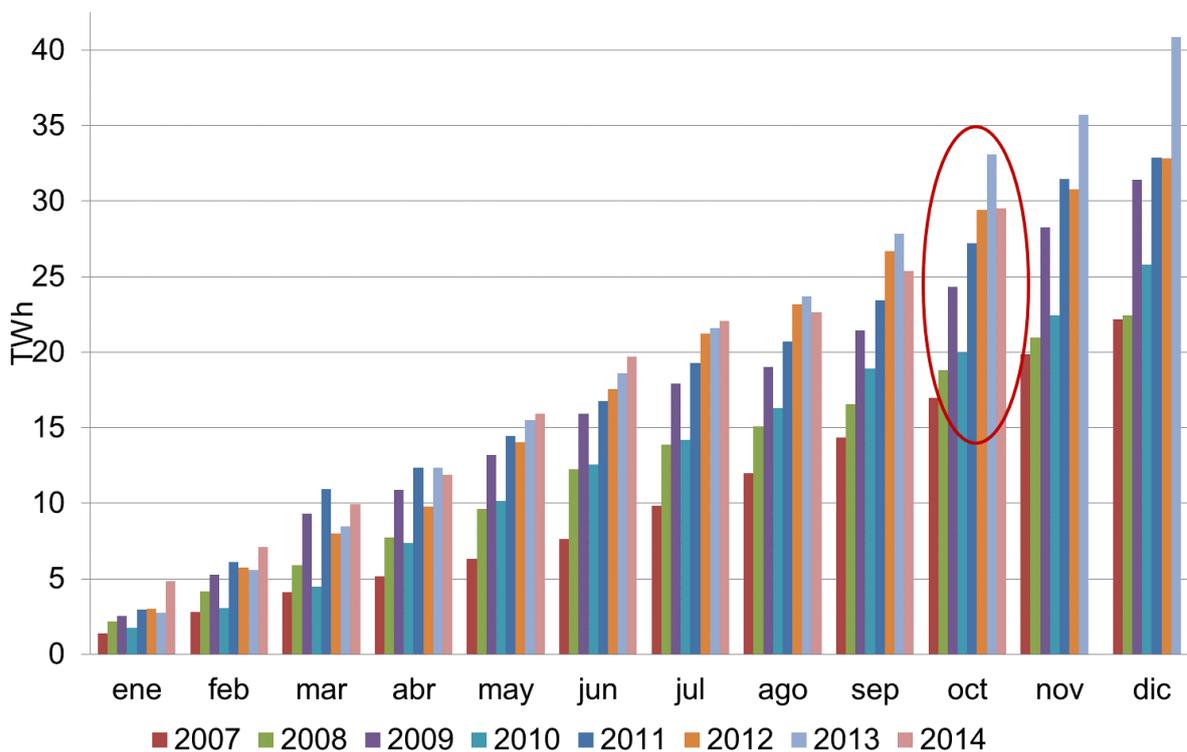
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a octubre 2014)**



Fuente: OMIP-OMIClear

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando el volumen anual negociado en el mercado de futuros de OMIP en cada uno de los meses. Se observa una disminución de un 10,9% en el volumen acumulado negociado en los diez primeros meses de 2014 en OMIP (29,5 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (33,1 TWh).

**Gráfico 8. Volumen anual acumulado negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a octubre 2014)**



Fuente: OMIP-OMIClear

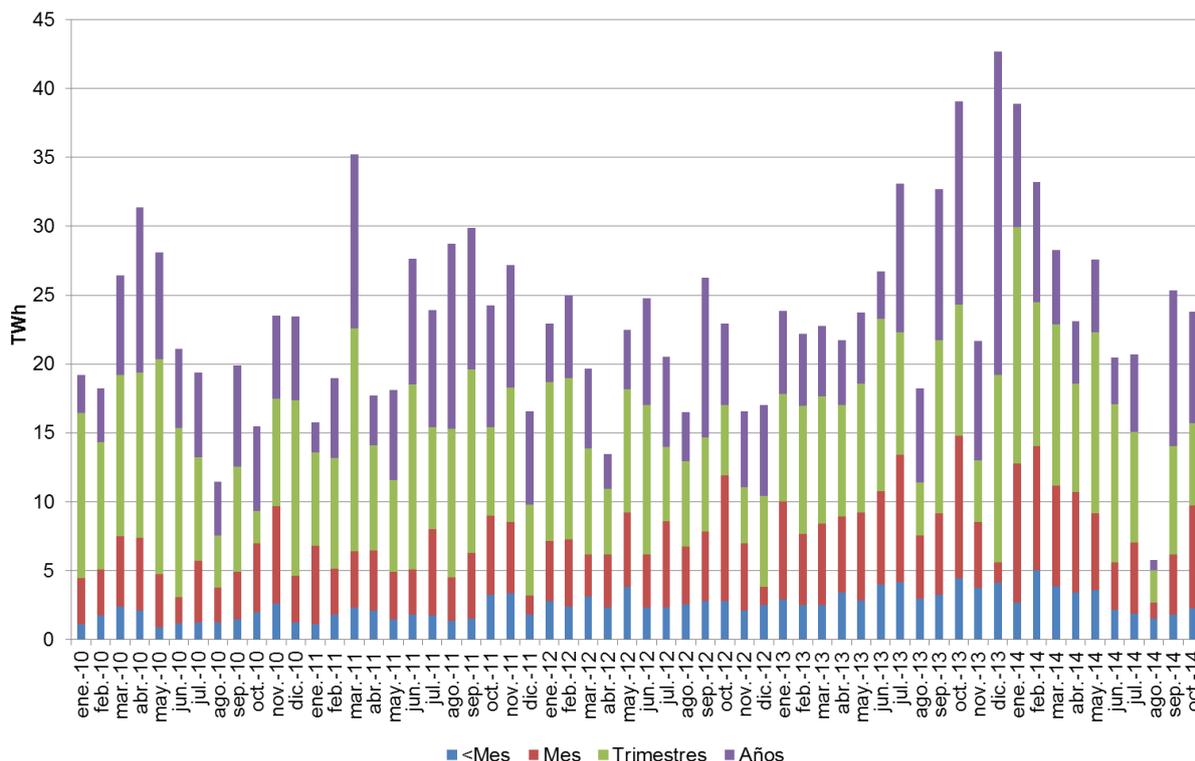
## 2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en el mercado OTC por tipo de contrato (en función del vencimiento).

El Gráfico 9 muestra el volumen de energía mensual negociado en el mercado OTC, para cada tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y octubre de 2014. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de octubre de 2014 el contrato más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fue el contrato con periodo de liquidación anual con el 34% (8,1 TWh) del total negociado (23,8 TWh). En el mes de septiembre de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado en el OTC, fue incluso superior (44,7%; 11,3 TWh).

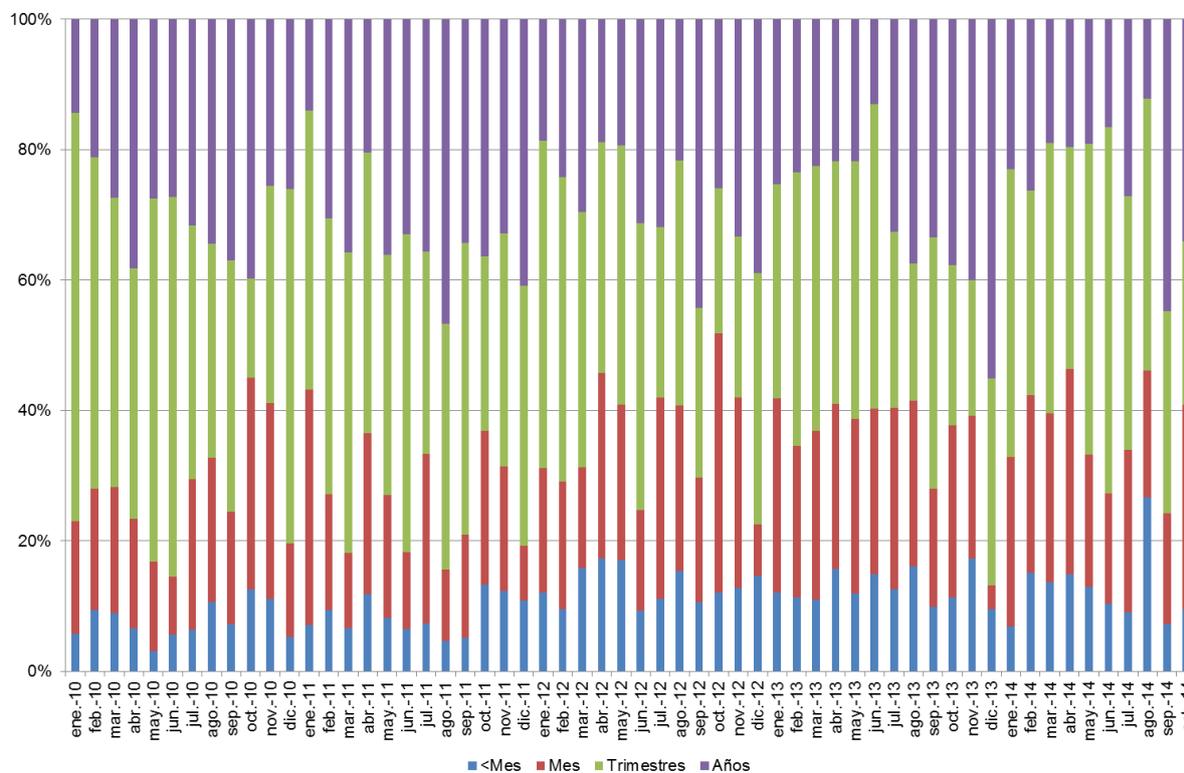
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (TWh)**



**Nota:** <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, 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

**Gráfico 10. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (en %)**



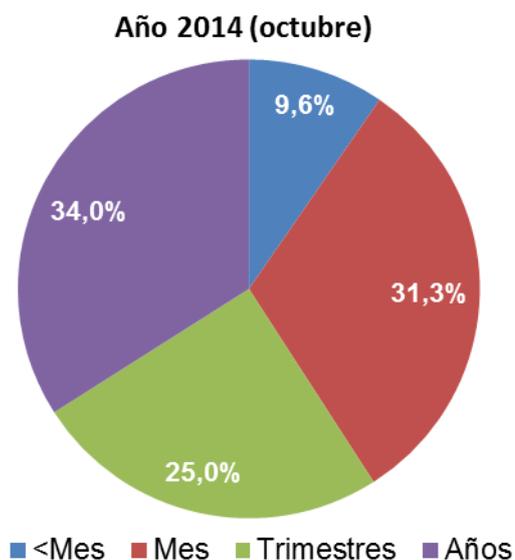
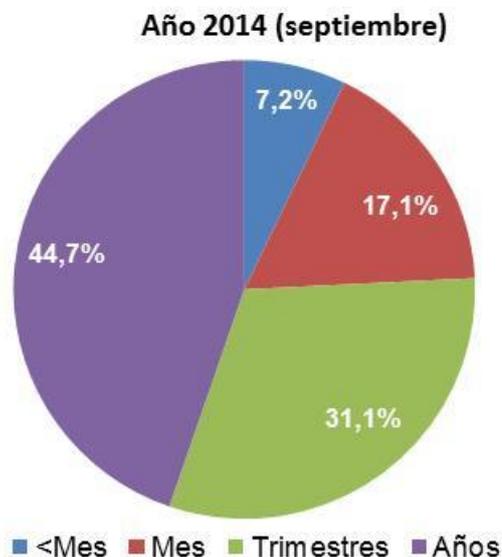
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación

Durante los diez primeros meses de 2014, el 23,9% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (1%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 26,5% y 6% (Cal+1 y Cal+2), respectivamente.

El Gráfico 11 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de septiembre y octubre de 2014. En el mes de octubre destaca el incremento registrado en el volumen de negociación de los contratos de corto plazo (inferior a 1 mes y mensual) sobre el total negociado (con especial incidencia en la negociación de los contratos con plazo mensual, que aumentan de un 17,1% en septiembre a un 31,3% en octubre). Por el contrario, el volumen de negociación del resto de contratos desciende sobre el total negociado, con especial incidencia en la negociación de los contratos anuales (de un 44,7% en septiembre a un 34% en octubre), aunque siguen siendo los contratos más negociados en el mercado OTC.

Gráfico 11. Volumen de negociación OTC por tipo de contrato (septiembre y octubre de 2014)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayor 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

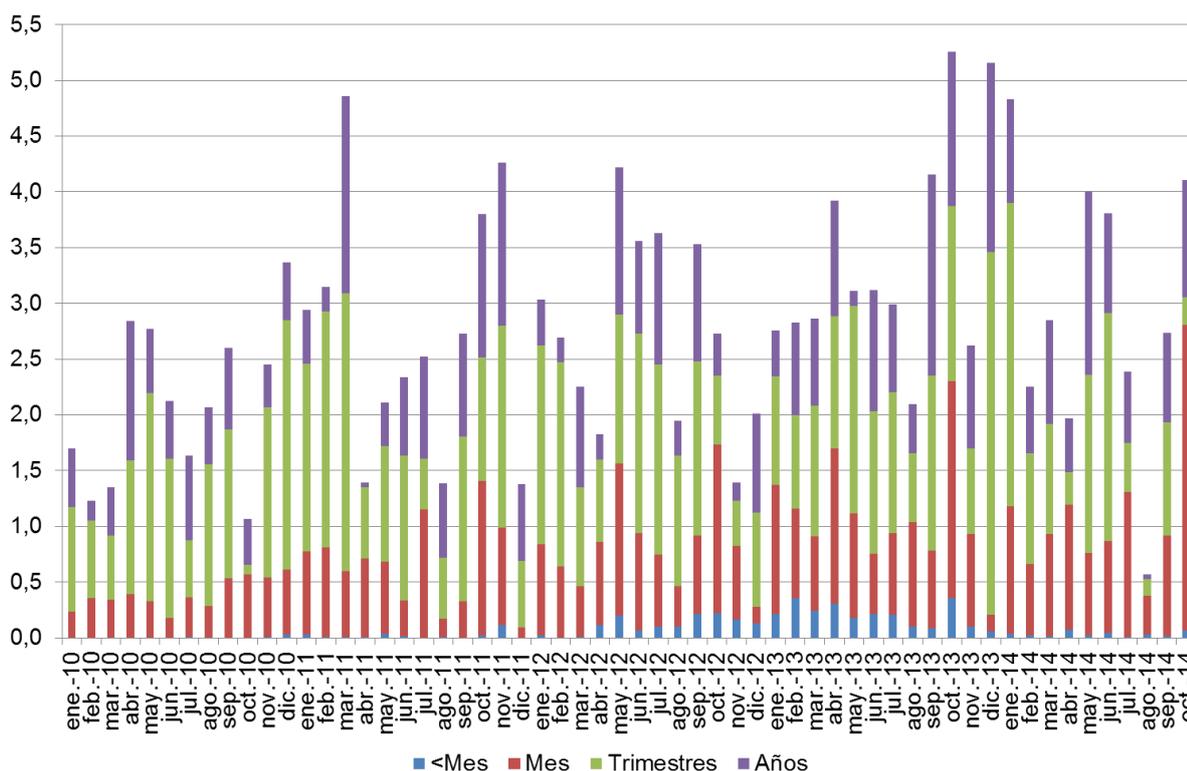
### 2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

A continuación se analiza el volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato (en función de su vencimiento).

El Gráfico 12 muestra el volumen de energía mensual negociado en OMIP, por tipo de contrato, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y octubre de 2014. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de octubre de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y anuales con un 66,8% y un 25,6%, respectivamente (con un volumen negociado de 2,7 TWh y 1,1 TW, respectivamente). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación trimestral representó el 6% del volumen total negociado (0,2 TWh).

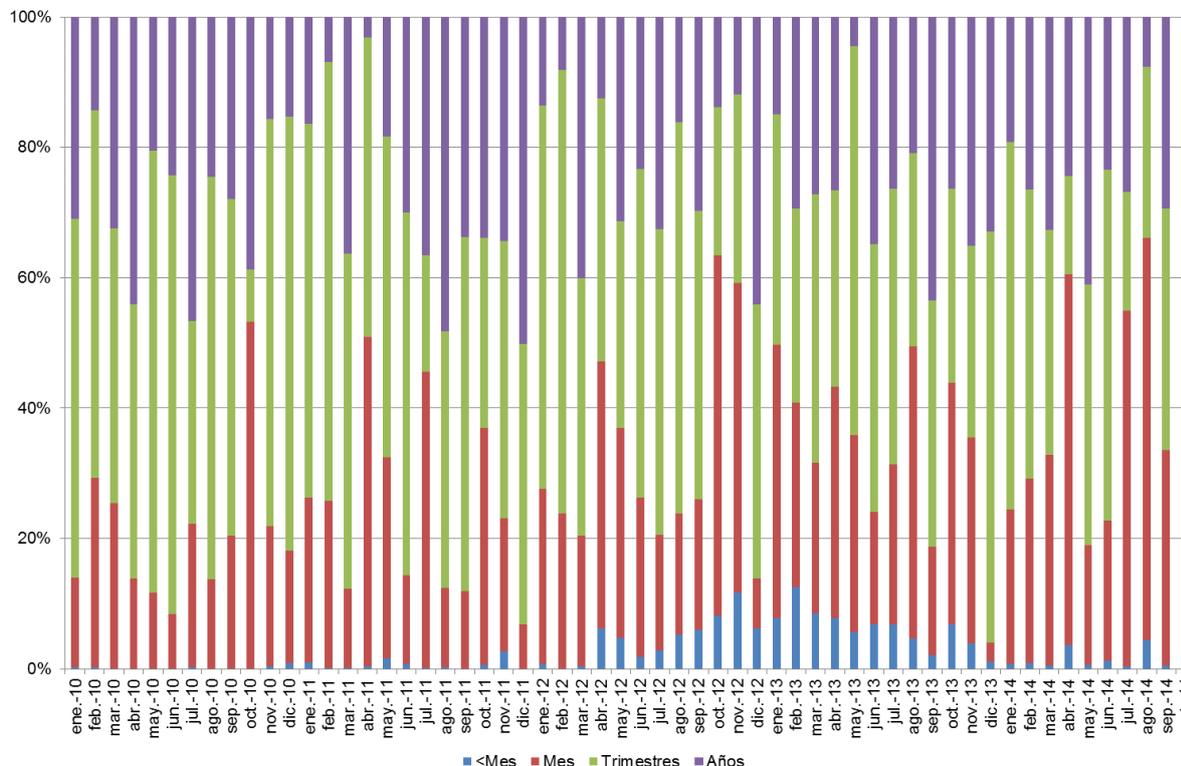
**Gráfico 12. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (TWh)**



Nota: <Mes>: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

**Gráfico 13. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (en %)**



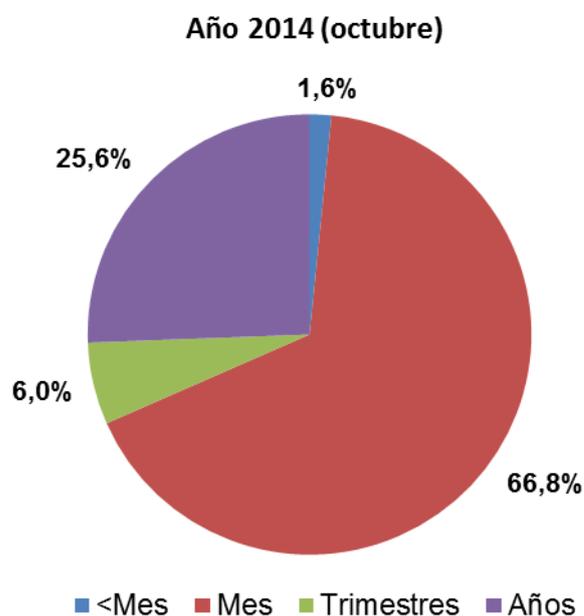
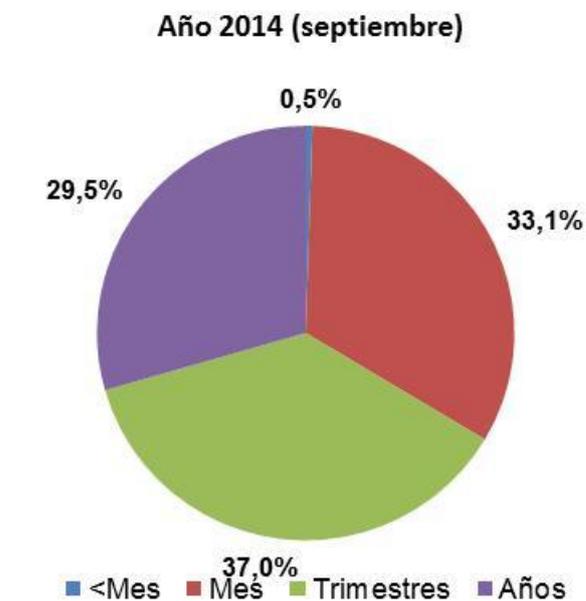
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En los diez primeros meses de 2014, el 26,2% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 1% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en 18,4% para el Cal+1 y 7,9% para el Cal+2.

El Gráfico 14 muestra el peso relativo del volumen negociado por tipo de contrato, en términos de energía, en los meses de septiembre y octubre de 2014. En el mes de octubre destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación mensual, que pasan de representar el 33,1% en el mes de septiembre al 66,8% en el mes de octubre. Por el contrario, los contratos con liquidación trimestral pasaron de representar el 37% del total negociado en septiembre de 2014 al 6% en el mes de octubre de 2014.

**Gráfico 14. Volumen de negociación en OMIP por tipo de contrato (septiembre y octubre de 2014)**



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

### **3. Evolución de los principales determinantes de los precios 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: precios en el mercado diario en España, precios a plazo de la energía eléctrica en los países de nuestro entorno (Francia y Alemania) y precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

#### **3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania**

El Cuadro 3 muestra las cotizaciones a plazo en España, Francia y Alemania. Se observa que las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron, en el mes de octubre, en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán. Asimismo, fueron superiores a las cotizaciones del mercado francés para todos los contratos excepto para aquellos con liquidación en diciembre de 2014 y en el primer trimestre de 2015.

En el mercado alemán, con excepción del contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2015 cuya cotización se mantuvo relativamente estable en el mes de octubre, las cotizaciones de los contratos a plazo mostraron una tendencia descendente respecto a las del mes anterior. El mayor descenso se registró en la cotización del contrato mensual con liquidación en el mes de diciembre (-4%), seguida de la cotización del contrato con vencimiento en noviembre de 2014 (-2,7%).

En el mercado francés, las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano (mensuales de noviembre y diciembre de 2014, y primer trimestre de 2015) mostraron una tendencia descendente mientras que las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano (segundo y tercer trimestres de 2015) mostraron una tendencia ascendente. Así, mientras que la cotización del contrato con liquidación en el mes de noviembre de 2014 descendió un 14,9%, la cotización del contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2015 aumentó un 1,5%.

Por su parte, en el mercado español, mientras que la cotización del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2014 mostró una tendencia alcista (+2,2%), los precios del resto de contratos considerados (ver Cuadro 3) registraron un comportamiento descendente, con mayor incidencia en el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015 (-1,5%).

A finales de octubre, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,65 €/MWh; -0,2%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (34,38 €/MWh; -1%) y en Francia (42,66 €/MWh; -1,1%).

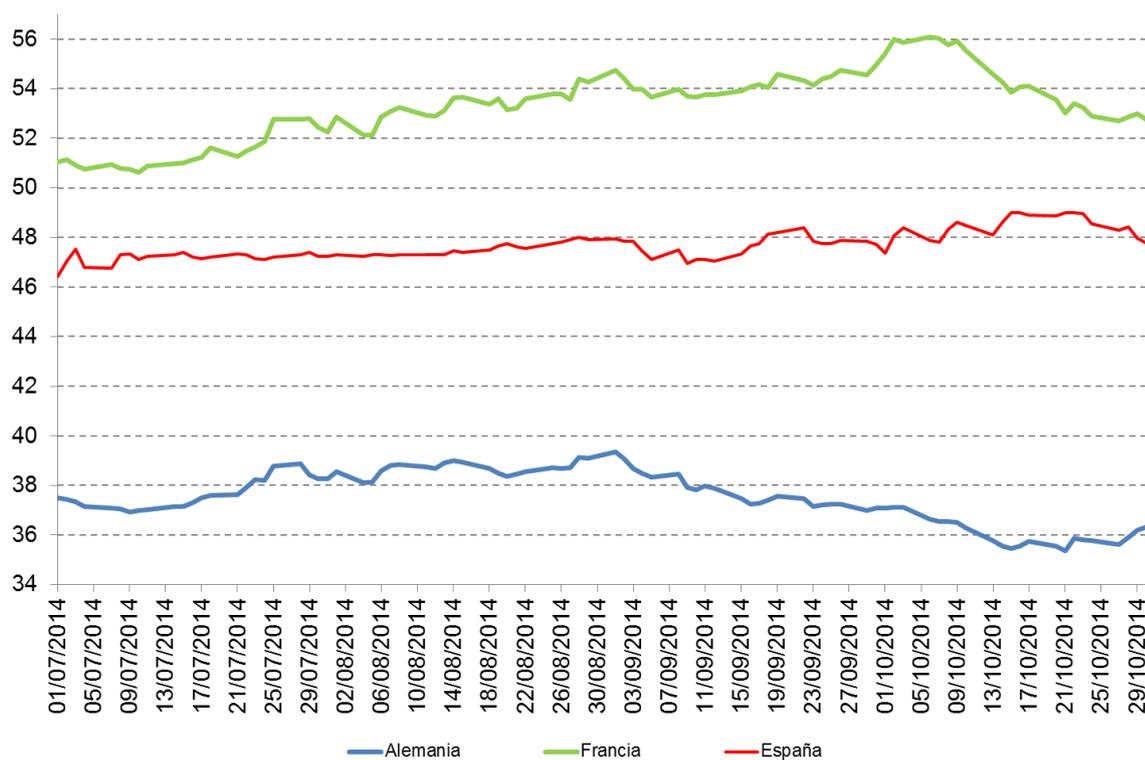
**Cuadro 3. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia**

	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)		
	octubre-14	septiembre-14	% Variación oct. vs. sep.	octubre-14	septiembre-14	% Variación oct. vs. sep.	octubre-14	septiembre-14	% Variación oct. vs. sep.
nov.-14	49,65	48,60	2,2%	35,70	36,69	-2,7%	45,72	53,75	-14,9%
dic.-14	48,70	49,60	-1,8%	34,10	35,53	-4,0%	49,65	54,25	-8,5%
Q1-15	47,70	47,73	-0,1%	36,13	37,08	-2,6%	52,30	54,97	-4,9%
Q2-15	43,65	43,75	-0,2%	31,92	31,90	0,1%	34,10	33,58	1,5%
Q3-15	50,98	51,78	-1,5%	33,22	33,40	-0,5%	34,05	33,66	1,2%
Año 2015	47,65	47,75	-0,2%	34,38	34,72	-1,0%	42,66	43,15	-1,1%

Nota: Cotizaciones de septiembre a 30/09/14. Cotizaciones de octubre a 31/10/2014.

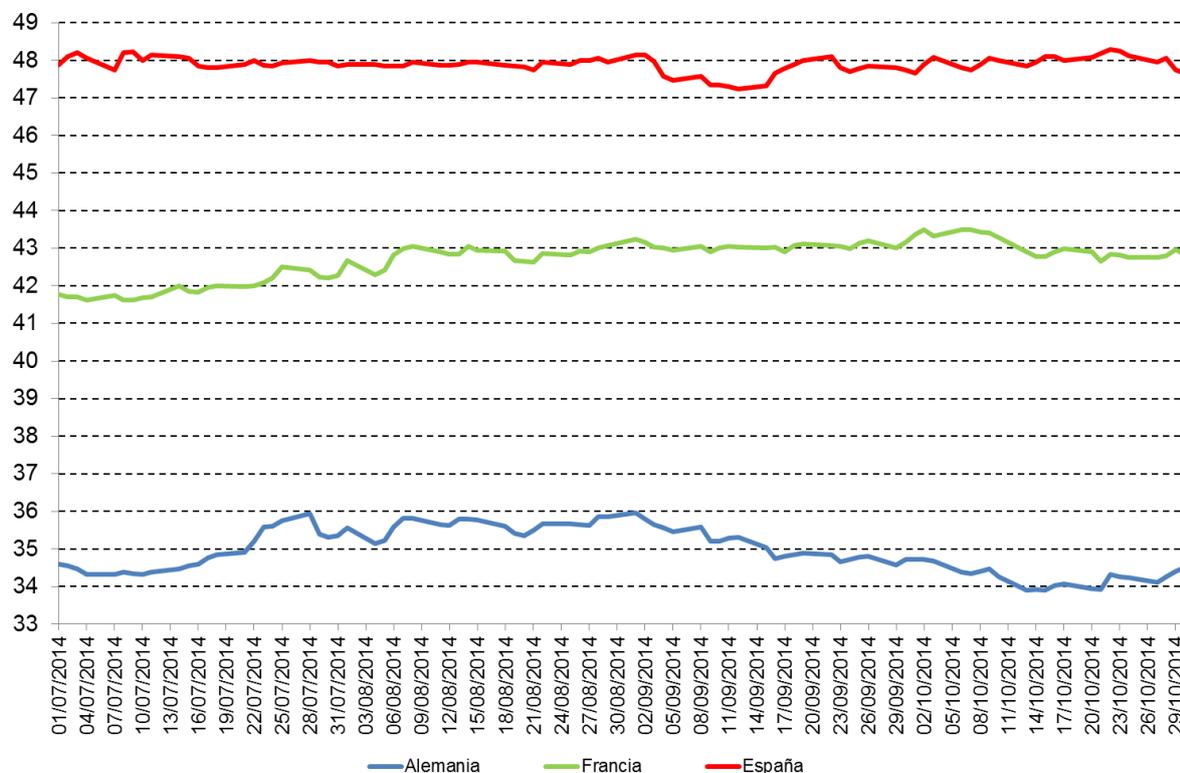
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 junio de 2014 – 31 octubre de 2014**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 16. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-15 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 junio de 2014 – 31 octubre de 2014**



Fuente: EEX y OMIP

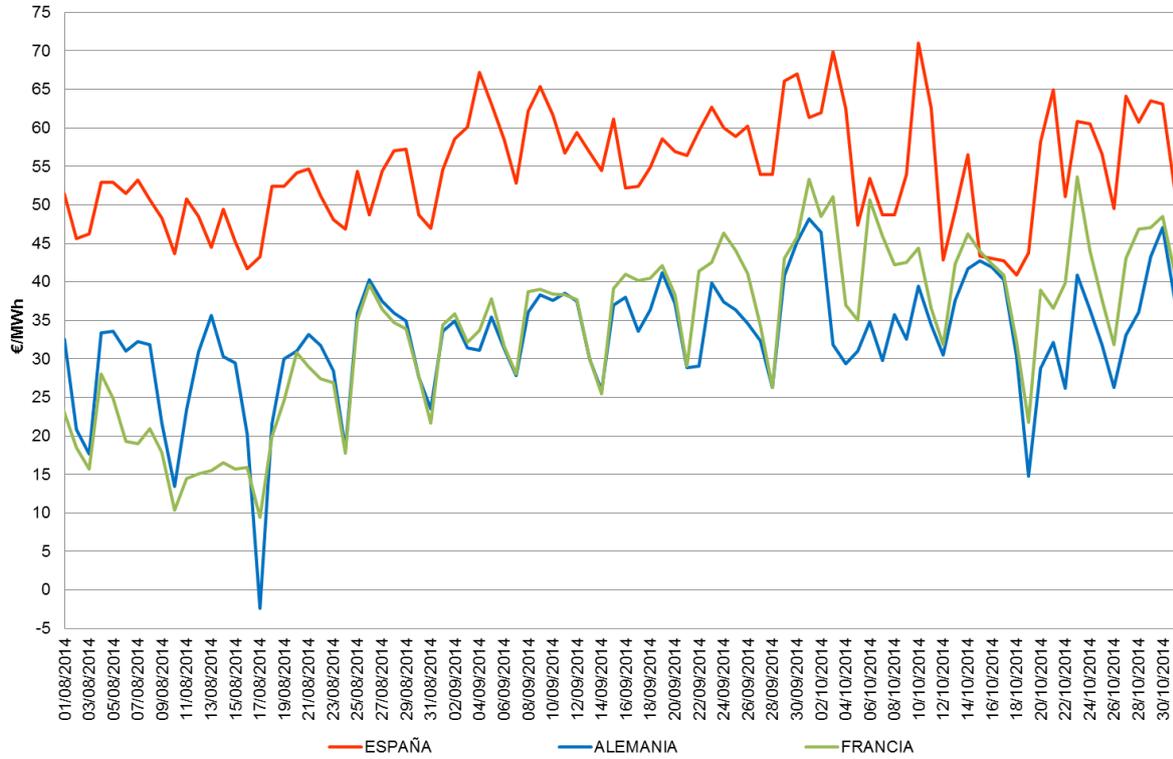
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de octubre el precio medio del mercado diario en España, 55,11 €/MWh, descendió un 6,4% respecto al registrado en el mes anterior (58,89 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (35,24 €/MWh) y del mercado francés (41,85 €/MWh), los cuales mostraron, por el contrario, un comportamiento ascendente (1,3% y 12,4%, respectivamente) respecto a los registrados en el mes anterior.

**Cuadro 4. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia**

Precios medios	octubre-14	septiembre-14	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	55,11	58,89	-6,4%
Alemania	35,24	34,79	1,3%
Francia	41,85	37,22	12,4%

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

**Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia.  
Periodo: 1 junio de 2014 – 31 de octubre de 2014**

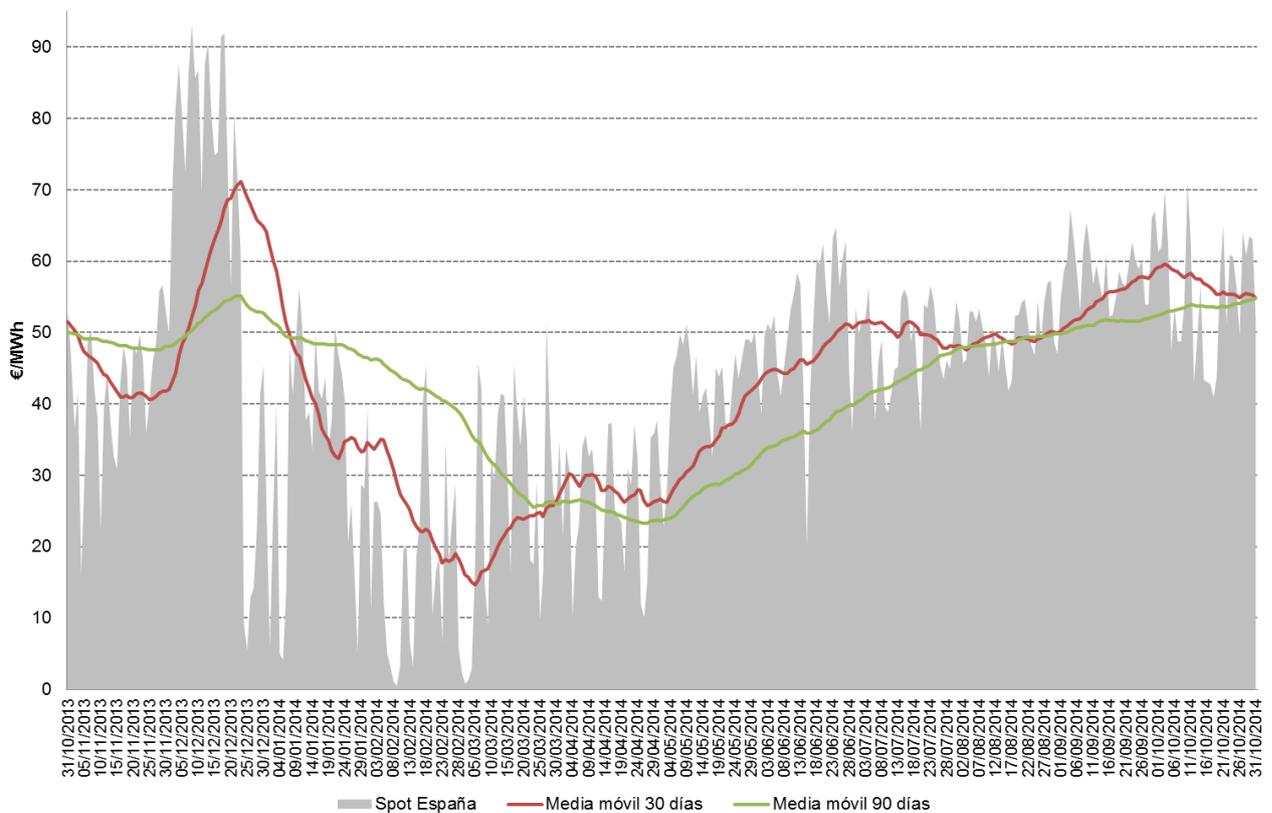


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

El Gráfico 18 muestra la evolución del precio medio diario en España, así como sus medias móviles en los últimos 30 y 90 días, durante los últimos doce meses.

La media móvil de los últimos 30 días se situó, a 31 de octubre, en 54,92 €/MWh frente a 58,89 €/MWh a 30 de septiembre. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 31 de octubre, en 54,73 €/MWh, mientras que a 31 de septiembre dicha media fue 52,30 €/MWh.

**Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 31 de octubre 2013 – 31 de octubre 2014 (último año móvil)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

### **3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

En esta sección se analiza la evolución general de las cotizaciones a plazo (y de contado) de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

#### **Comentario general**

A lo largo del mes de octubre las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent, del gas natural y del carbón (en este caso, con la excepción del contrato mensual con vencimiento más próximo) registraron una tendencia descendente. Por el contrario, la cotización de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, tanto del EUA Dic-14 como del EUA Dic-15, registró en octubre una tendencia ascendente, con un incremento medio cercano al 9%.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses contabilizaron, en el mes de octubre, un descenso del 9,3% y 9,4%, respectivamente, situándose, el 31 de octubre, en 85,86 \$/Bbl y 86,87 \$/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 23 de octubre (incremento del 2,5% para ambos contratos). Por su parte, la mayor variación a la baja de las cotizaciones entre dos sesiones se registró el 14 de octubre (descenso del 4,3% para el futuro a un mes y del 4,6% para el futuro a tres meses).

La cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Reino Unido (NBP) mostró, asimismo, durante el mes de octubre, un comportamiento descendente respecto al mes anterior. La mayor disminución se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (-7,2% con respecto al mes anterior), situándose en 24,15 €/MWh el 31 de octubre. Por su parte, respecto al mes de septiembre, la cotización del contrato mensual con entrega en noviembre de 2014 disminuyó un 6,3% (22,96 €/MWh el 31 de octubre).

Análogamente, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA registraron, en general una tendencia descendente, con la excepción de la cotización del contrato mensual con entrega en noviembre de 2014, que no varió respecto a la del mes anterior (72,18 \$/t el 31 de octubre). El precio del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 disminuyó un 1,6%, situándose en 71,08 \$/t el 31 de octubre. La cotización del contrato anual Cal-15 registró una disminución del 3,2% respecto al mes anterior, cotizando el 31 de octubre en 71,57 \$/t.

Por el contrario, los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostraron, en el mes de octubre, una tendencia ascendente, cifrada en un incremento del 8,7% en el caso del contrato EUA Dic-14 (6,35 €/tCO<sub>2</sub>) y del 8,8% en el contrato EUA Dic-15 (6,46 €/tCO<sub>2</sub>).

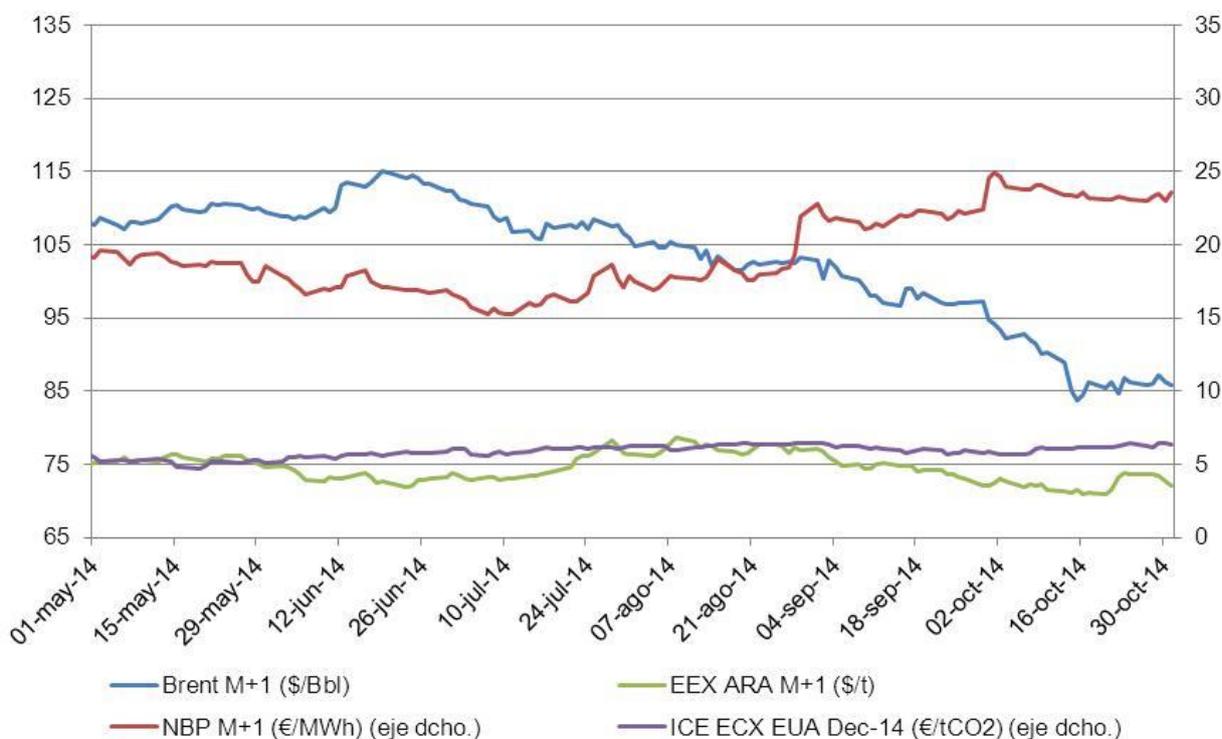
**Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en octubre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en septiembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-oct-14	Mín.	Máx.	30-sep-14	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>	<b>31-oct-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-sep-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>oct. vs sep.</b>
Brent <b>Spot</b>	84,29	83,42	94,61	94,80	94,59	101,43	-11,1%
Brent entrega a <b>un mes</b>	85,86	83,78	94,16	94,67	94,67	102,79	-9,3%
Brent entrega a <b>tres meses</b>	86,87	84,60	95,32	95,86	95,86	103,84	-9,4%
<b>Gas natural Europa €/MWh</b>	<b>31-oct-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-sep-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>oct. vs sep.</b>
Gas NBP <b>Spot</b>	20,82	20,77	22,83	21,65	19,26	21,93	-3,8%
Gas NBP entrega <b>Nov-14</b>	22,96	22,96	24,94	24,50	24,34	26,07	-6,3%
Gas NBP entrega <b>Q1-15</b>	24,15	24,15	26,23	26,02	26,02	27,55	-7,2%
Gas NBP entrega <b>Q2-15</b>	22,39	22,39	24,10	23,91	23,67	24,32	-6,3%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>	<b>31-oct-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-sep-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>oct. vs sep.</b>
Carbón entrega <b>Nov-14</b>	72,18	71,00	73,78	72,18	72,18	77,20	0,0%
Carbón entrega <b>Q1-15</b>	71,08	70,20	73,00	72,20	72,20	77,95	-1,6%
Carbón entrega <b>2015</b>	71,57	71,30	74,53	73,90	73,90	79,12	-3,2%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>	<b>31-oct-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>30-sep-14</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>oct. vs sep.</b>
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2014</b>	6,35	5,68	6,42	5,84	5,67	6,42	8,7%
Dchos. emisión EUA <b>Dic-2015</b>	6,46	5,77	6,53	5,94	5,78	6,57	8,8%

- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios crudo Brent en ICE y en Platts.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en Intercontinental Exchange (ICE) y en Platts, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh. La última cotización del contrato con entrega en Nov-14 fue a 30/10/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- 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

**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>.  
 Periodo: 1 mayo 2014 – 31 octubre 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, Platts e ICE

### 3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

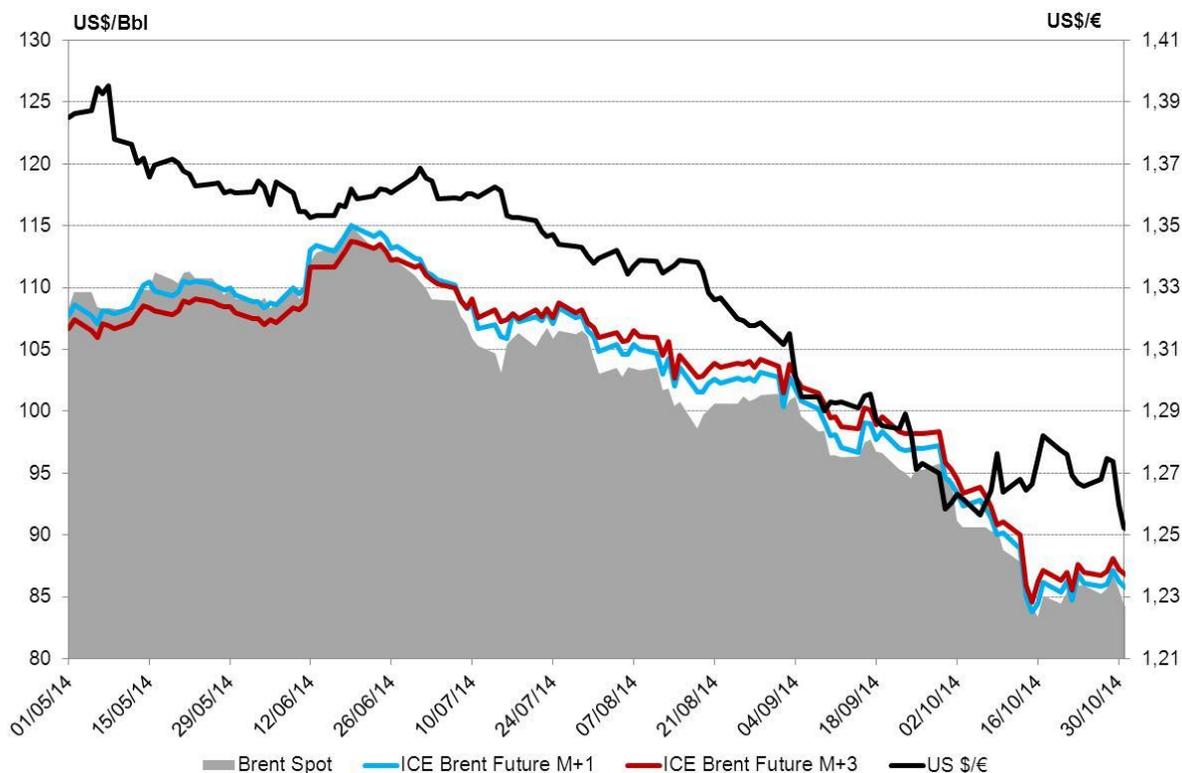
En el mes de octubre la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 83,42 – 94,61 \$/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 16 de octubre y la máxima el 1 de octubre.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 83,78 – 95,32 \$/Bbl. El precio mínimo se registró el 15 de octubre, mientras que el máximo correspondió a la cotización del 1 de octubre.

La evolución del tipo de cambio \$/€ registró una tendencia descendente (apreciación del dólar) desde 1,26 \$/€, el 1 de octubre, hasta 1,25 \$/€, el 31 de octubre.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de octubre, en el rango 66,15 – 75,63 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 15 de octubre y el máximo el 1 de octubre.

**Gráfico 20. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).**  
**Periodo: 1 mayo 2014 – 31 octubre 2014**



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

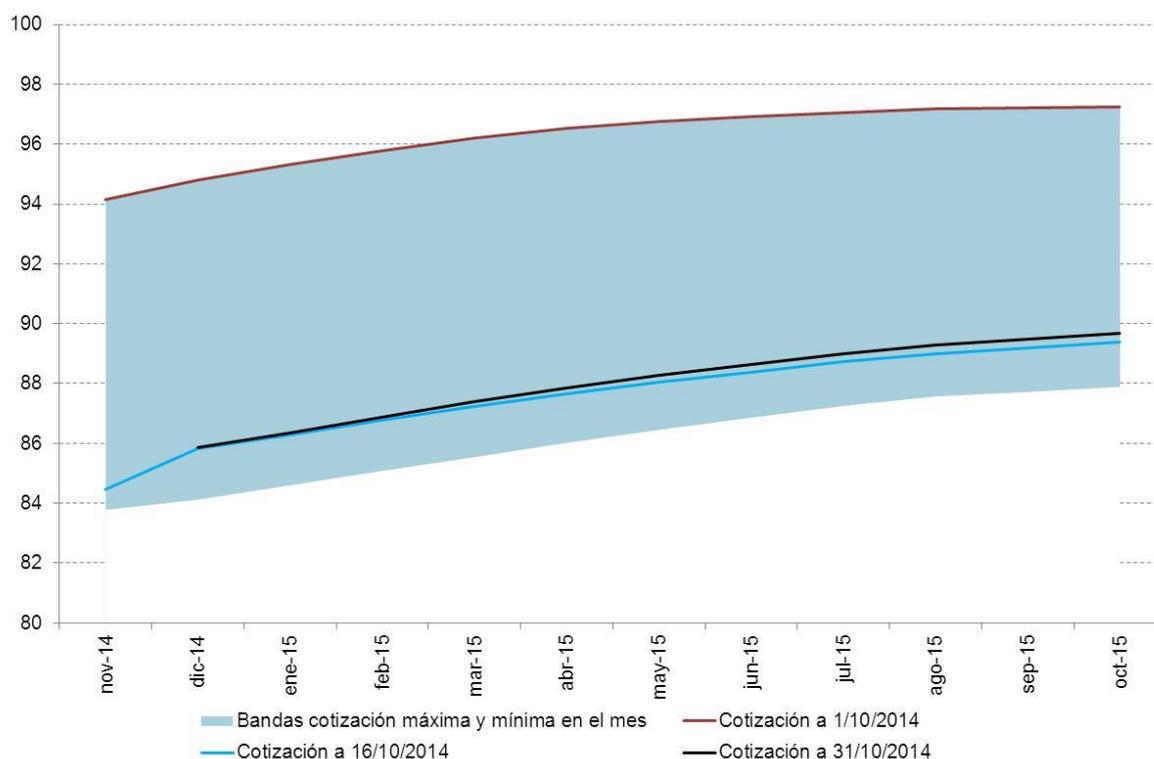
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo, cabe destacar las expectativas macroeconómicas negativas para China y Europa (lo cual ha influido en el descenso del resto de precios energéticos), la débil demanda, la apreciación del dólar y la existencia de amplios suministros debido, entre otras causas, a la intencionalidad por parte de Arabia Saudí de no recortar la producción.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de octubre. A 31 de octubre, la estructura de la curva a plazo muestra un perfil creciente con el plazo de vencimiento de los contratos (contango), con un rango de variación entre 85,86 \$/Bbl y 89,67 \$/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (octubre de 2015) fluctuó en el rango 87,89 – 97,23 \$/Bbl, cerrando en 89,67 \$/Bbl el 31 de octubre.

En el periodo considerado de cotización (octubre), las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del Brent se situaron en un rango de variación de 9,3 – 10,7 \$/Bbl.

**Gráfico 21. Evolución de la curva de precios a plazo del Brent (\$/Bbl)**



Nota: el último día de cotización del contrato nov-14 es el 16 de octubre, por lo que la curva a plazo a 31/10/2014 no muestra dicho valor

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

### 3.2.2. Evolución del gas natural

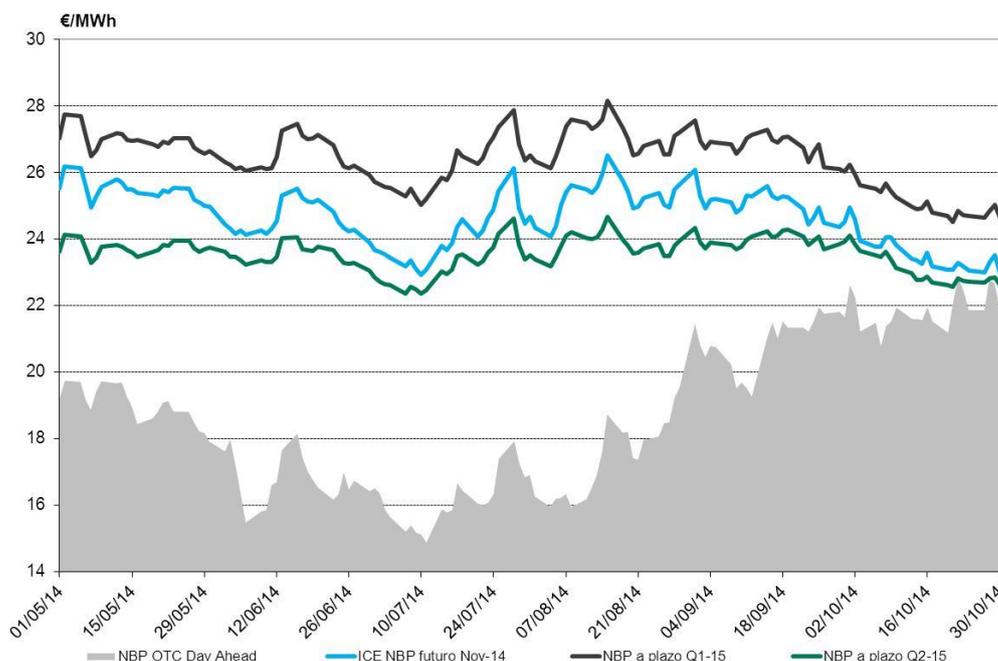
Durante el mes de octubre, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en el Punto Nacional de Balance del Reino Unido (NBP) registraron una tendencia descendente, justificada por los amplios suministros, los elevados inventarios, las temperaturas suaves y el pesimismo global en las cifras macroeconómicas. El 31 de octubre, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en noviembre de 2014 registró una cotización de 22,96 €/MWh (un 6,3% inferior a la del 30 de septiembre).

Por su parte, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) osciló en el rango 24,15 – 26,23 €/MWh (mínimo registrado el 31 de octubre y máximo contabilizado el 1 de octubre), con una disminución del 7,2% respecto a su cotización en el mes de septiembre.

El contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), presentó un valor mínimo el día 31 y un máximo el día 1 de octubre, oscilando en el rango 22,39 – 24,10 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (22,39 €/MWh) fue un 6,3% inferior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q2-15 se situaron 2 €/MWh por debajo de los precios del contrato Q1-15 (véase Gráfico 22).

**Gráfico 22. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en noviembre 2014 y trimestrales Q1-15 y Q2-15 (en €/MWh).**

**Periodo: 1 mayo 2014 – 31 octubre 2014**

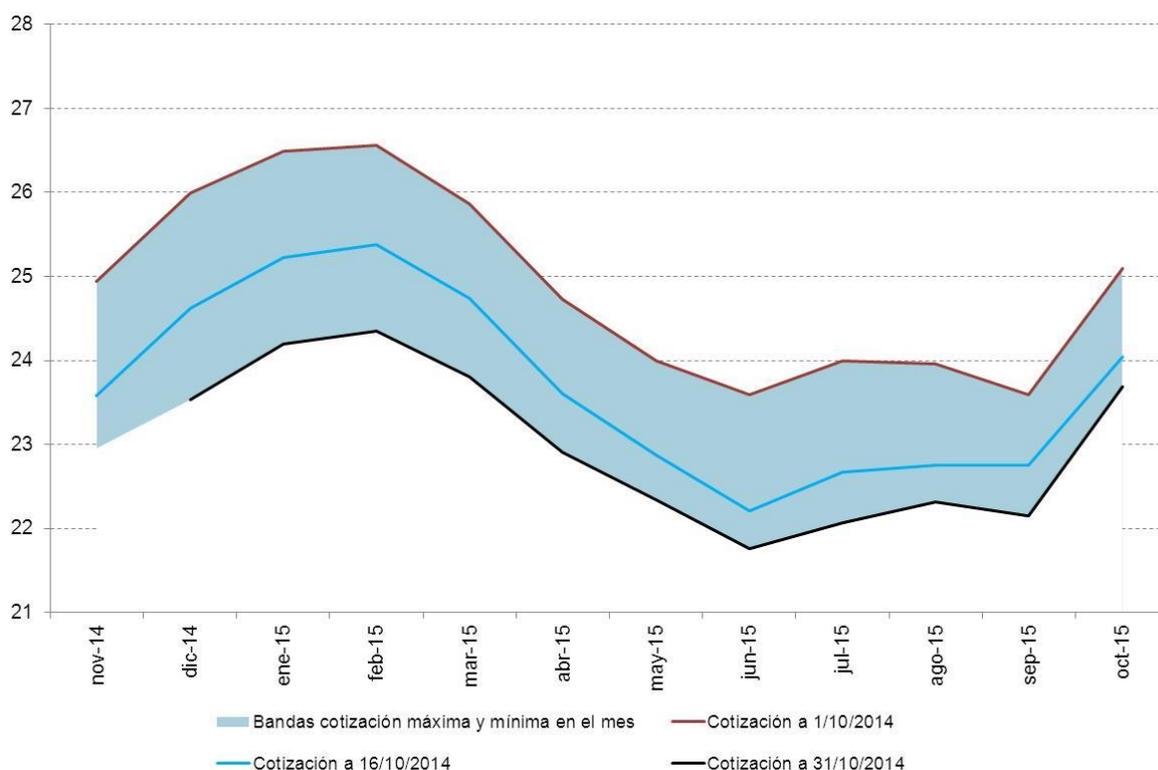


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 31 de octubre, la evolución de la curva a plazo de los precios del gas natural, obtenida a través de las cotizaciones de los futuros mensuales en el Reino Unido para el Punto Nacional de Balance (NBP), muestra una tendencia ascendente hasta febrero de 2015. Así, entre diciembre de 2014 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascenderían desde 23,53 €/MWh hasta 24,35 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de febrero de 2015 su evolución es descendente hasta junio de 2015 (hasta un mínimo de 21,76 €/MWh), incrementándose posteriormente, hasta situarse en octubre de 2015 en 23,69 €/MWh.

En el periodo considerado de cotización (octubre), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 1,89 €/MWh.

**Gráfico 23. Evolución curva a plazo de los precios del gas natural en NBP (€/MWh)**



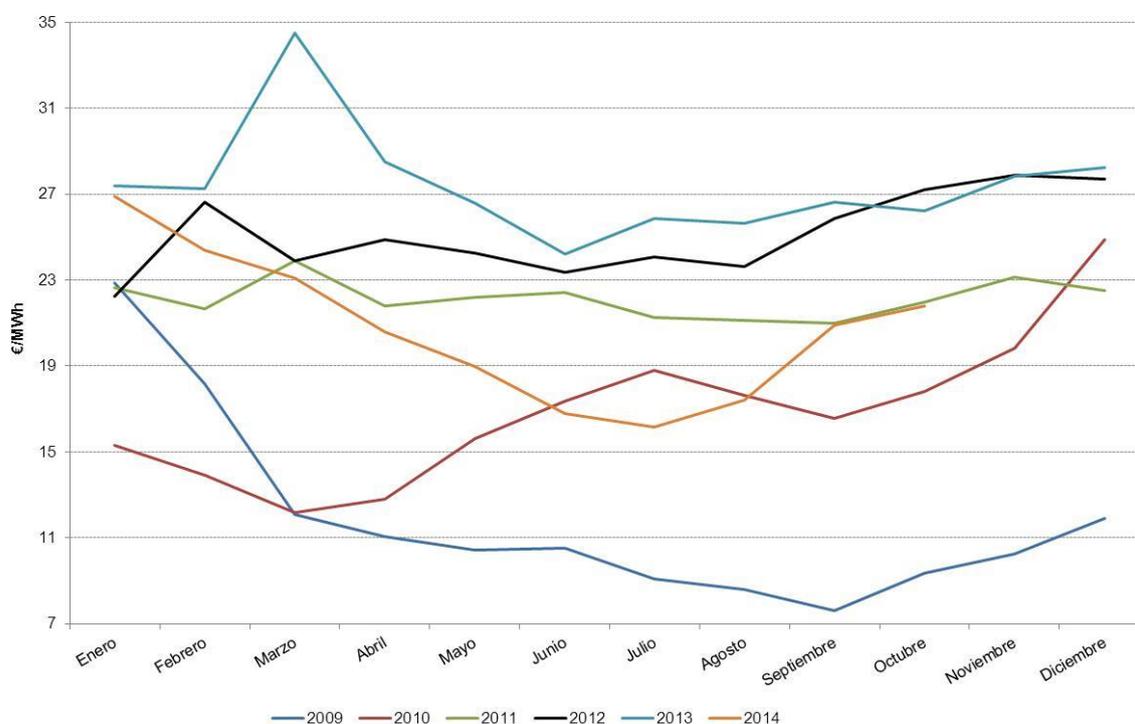
Nota: el último día de cotización del contrato nov-14 es el 30 de octubre, por lo que la curva a plazo a 31/10/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de octubre los precios spot del gas natural en el Reino Unido se mantuvieron en un rango de 20,77 – 22,83 €/MWh (valor mínimo registrado el día 7 y valor máximo contabilizado el día 22). La cotización a 31 de octubre (20,82 €/MWh) se situó un 3,8% por debajo de la cotización a 30 de septiembre.

La cotización media (spot) del mes de octubre (21,81 €/MWh) fue un 16,8% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (26,22 €/MWh), y un 4,3% superior a la cotización media del mes de septiembre de 2014 (20,91 €/MWh).

**Gráfico 24. Evolución medias mensuales precios spot del gas natural en NBP (€/MWh)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

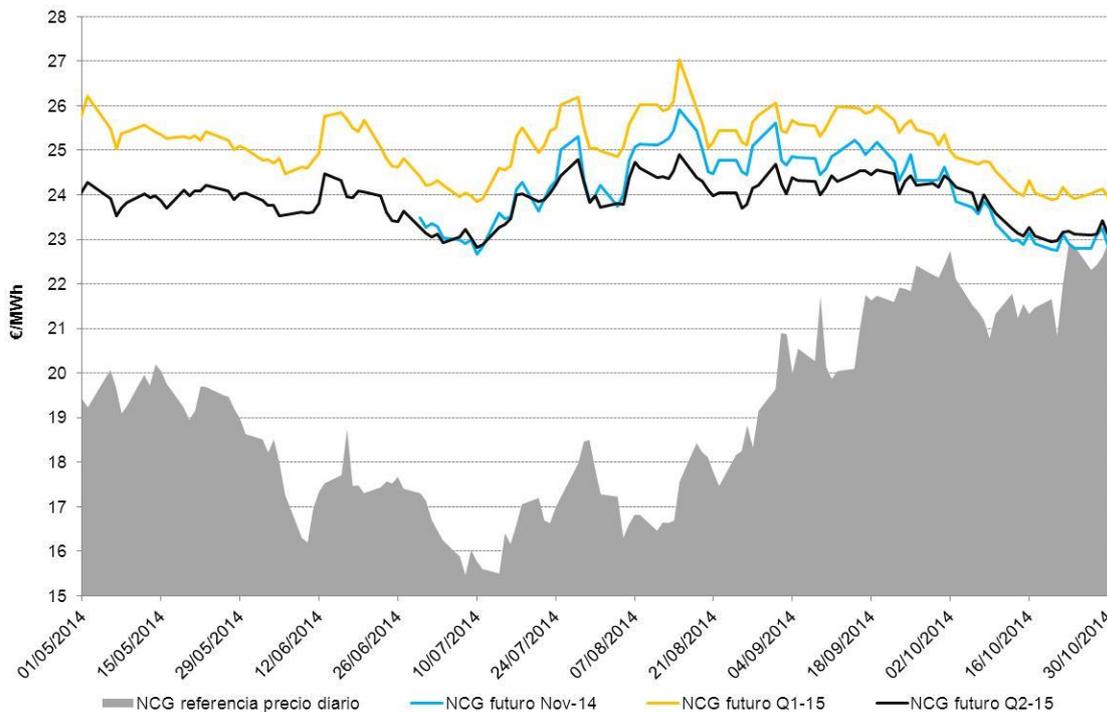
### **Cotizaciones de gas natural en Alemania**

En el mes de octubre, la cotización en EEX del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) osciló en el rango 23,42 – 25,35 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 31 y 1 de octubre). El 31 de octubre su cotización se situó en 23,42 €/MWh, un 6,8% inferior a la registrada al cierre del mes de septiembre (25,12 €/MWh el día 30).

Análogamente, el contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2015 (Q2-15), registró una cotización máxima de 24,42 €/MWh, el 1 de octubre, y una cotización mínima de 22,79 €/MWh el 31 de octubre. En media, la cotización del

contrato Q2-15 fue 0,87 €/MWh inferior a la del contrato Q1-15 (véase Gráfico 25).

**Gráfico 25. Evolución precios del gas natural en Alemania (€/MWh)**



Nota: en la referencia de precio diaria de NCG se muestra el valor correspondiente al día de entrega.  
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

### **Precios de gas natural en Francia (PEG Sud y PEG Nord)**

Durante el mes de octubre, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) se redujo con respecto al mes anterior (3,08 €/MWh en octubre frente a un diferencial de 5,81 €/MWh en septiembre). Esto es debido al incremento promedio mensual registrado en los precios de la zona norte con respecto al mes anterior, frente a la disminución media en los precios de la zona sur.

Durante todo el mes de octubre el precio de la zona sur estuvo por encima del registrado en la zona norte. Así, el precio medio de la zona sur se situó en 25,06 €/MWh, con una disminución del 8% respecto al mes anterior (27,34 €/MWh). Por su parte, el precio medio de la zona norte se situó en 21,98 €/MWh, incrementándose un 2% respecto al mes anterior (21,53 €/MWh).

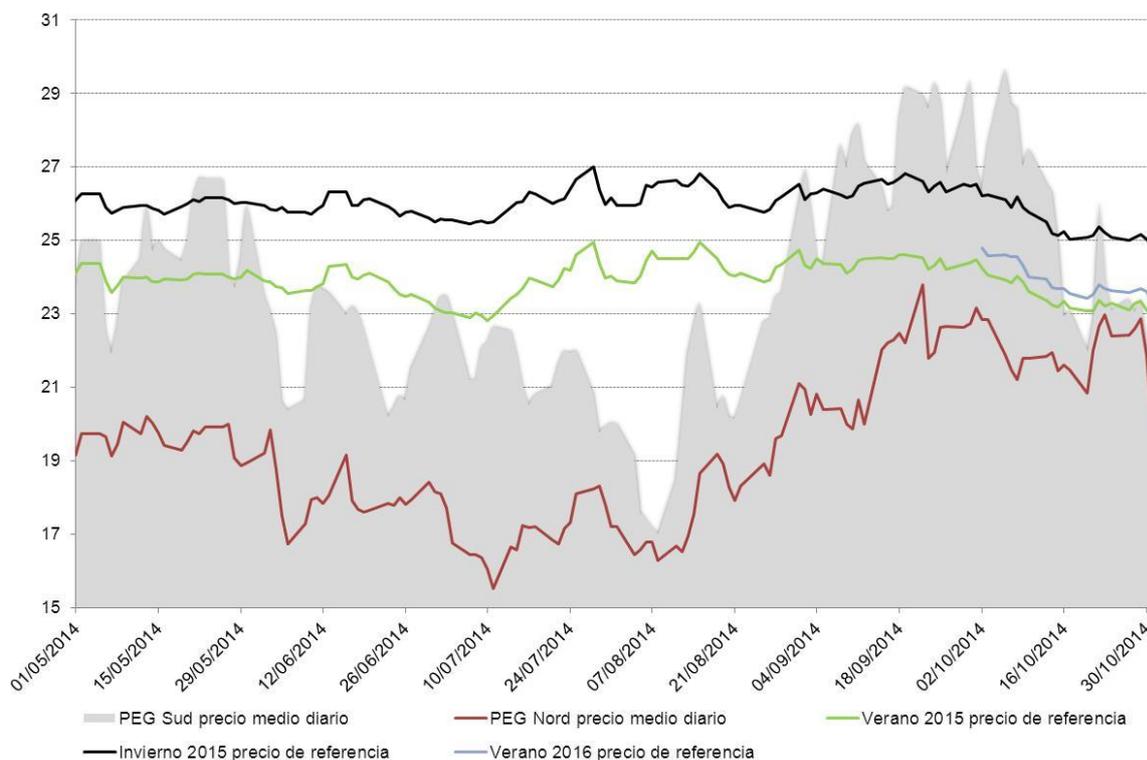
La cotización del contrato de futuro estacional invierno 2015, que abarca el cuarto trimestre de 2015 y el primero de 2016, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó una tendencia descendente. En concreto, el contrato

invierno 2015 cerró en 24,83 €/MWh (el 31 de octubre), lo que supone una disminución del 6,2% respecto al precio de cierre del mes anterior (26,48 €/MWh el 30 de septiembre).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró una disminución del 6,3%, cotizando en 22,85 €/MWh el 31 de octubre, frente a 24,38 €/MWh el 30 de septiembre.

En media, en el mes de octubre, el diferencial entre el contrato invierno 2015 y el contrato verano 2015 se situó en 1,99 €/MWh. En el tercer trimestre de 2014, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y verano 2015 se situó en media en 0,94 €/MWh, inferior al diferencial registrado en los trimestres anteriores (1,17 €/MWh en el segundo trimestre de 2014; 1,89 €/MWh en el primer trimestre de 2014; y 2,56 €/MWh en el cuarto trimestre de 2013). Debe tenerse en cuenta que existe una correlación alta entre el diferencial de precio entre dichos contratos y el interés que tienen los agentes en reservar capacidad en los almacenamientos subterráneos de gas natural. Así, cuanto más estrecho es el diferencial de precio entre dichos contratos (invierno y verano) menor es el interés estratégico de los agentes en dicha reserva de capacidad.

**Gráfico 26. Evolución precios spot y futuros estacionales de gas en Francia (€/MWh)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Powernext

### **Otras referencias de precios**

Entre el último trimestre de 2013 y mediados de enero de 2014 los precios del GNL para el sudoeste de Europa (referencia SWE publicada por *Energy Intelligence*) mostraron una tendencia alcista.

En el periodo comprendido entre febrero y julio de 2014, debido, entre otros factores, a la menor demanda de cargamentos spot tras la punta invernal y a la existencia de amplios suministros, las cotizaciones del GNL SWE registraron una tendencia descendente. Sin embargo, en los meses de agosto y septiembre, el incremento de las necesidades de suministro para cubrir la punta de demanda invernal (con una demanda de cargamentos con destino a Brasil y al este del Mediterráneo -Grecia y Turquía-), habría contribuido, entre otros factores, al aumento de los precios GNL SWE en ese periodo.

Desde comienzos del mes de octubre de 2014, el precio spot GNL para la región SWE ha mostrado una tendencia descendente, en paralelo al descenso mostrado por los precios del GNL NEA, en un entorno de caída de la cotización del Brent, de baja demanda de gas y de buen nivel de suministros de GNL.

Así, la cotización del GNL SWE en el mes de octubre disminuyó un 14,1% respecto al mes anterior.

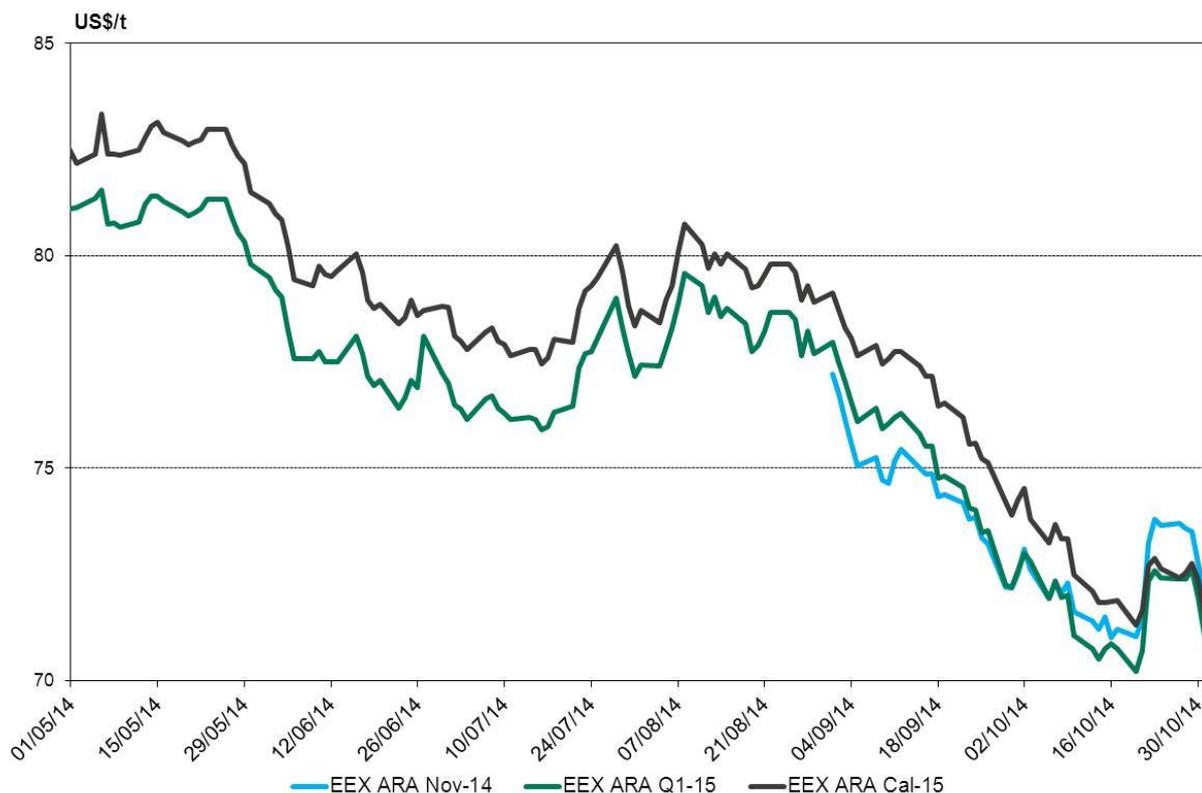
En el mismo periodo, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por Energy Intelligence) registraron, por los mismos motivos, un descenso del 9,9%.

### **3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón**

Durante el mes de octubre, la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) mostró una tendencia descendente, cotizando a 71,08 \$/t el 31 de octubre. Respecto al mes anterior, la disminución experimentada en la cotización del contrato (en \$/t) fue del 1,6%.

El diferencial de precio entre el contrato anual, con vencimiento en 2015, y el contrato trimestral, con vencimiento en el Q1-15, se situó en el rango 0,02 – 1,67 \$/t. La cotización del contrato anual Cal-15 a 31 de octubre (71,57 \$/t) se situó un 3,2% por debajo de la cotización al cierre del mes anterior (73,90 \$/t a 30 de septiembre), oscilando durante el mes de octubre en el rango 71,30 – 74,53 \$/t.

**Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t).  
Período 1 mayo 2014 – 31 octubre 2014**



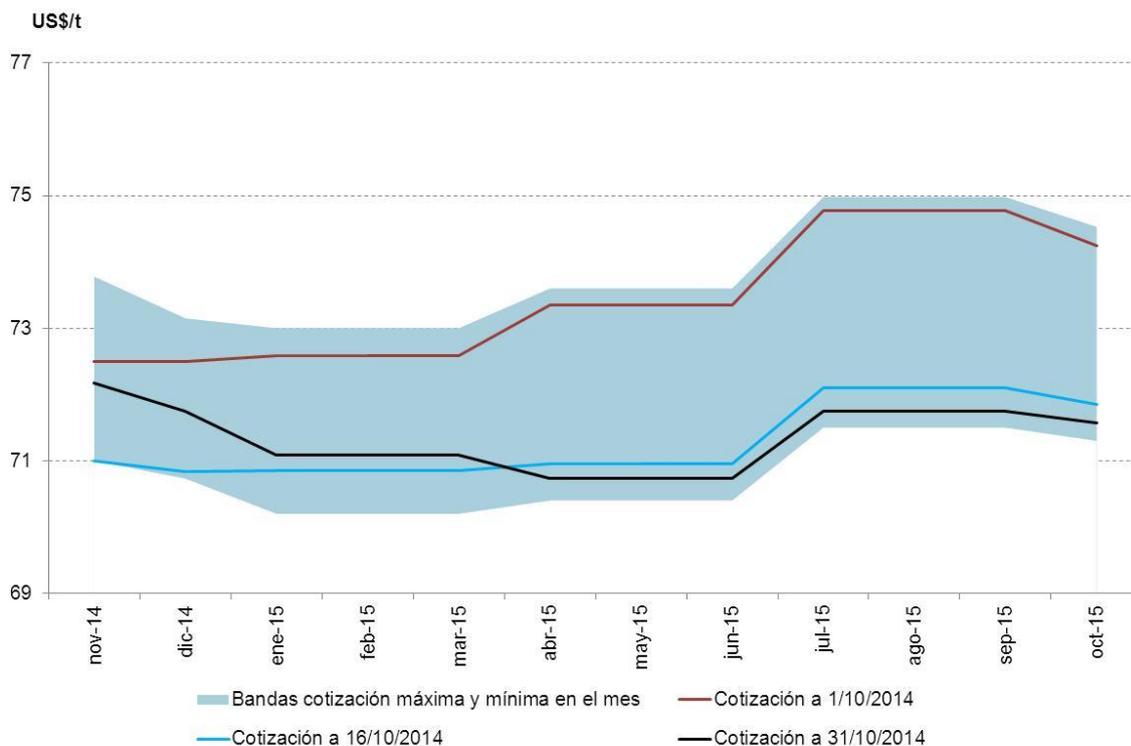
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el descenso de los precios del carbón durante el mes de octubre destaca el elevado nivel de inventarios en Europa, la reducida demanda energética y los pronósticos de temperaturas cálidas para el invierno.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de octubre. A 31 de octubre, la estructura de dicha curva a plazo, con un rango de variación entre 70,73 \$/t y 72,18 \$/t, muestra una disminución de precios hasta junio de 2015 (en el que se alcanza el valor mínimo de cotización). Por su parte, en julio de 2015 la curva a plazo muestra incremento de los precios del carbón, que se sitúan para el tercer trimestre de 2015 en 71,75 \$/t, ligeramente por encima de la cotización del contrato anual con entrega en 2015 (71,57 \$/t).

En el periodo considerado de cotización (octubre), las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del carbón EEX ARA se situaron en un rango de variación de 2,4 – 3,5 \$/t.

**Gráfico 28. Evolución de la curva a plazo de los precios del carbón (futuros EEX ARA)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

### 3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

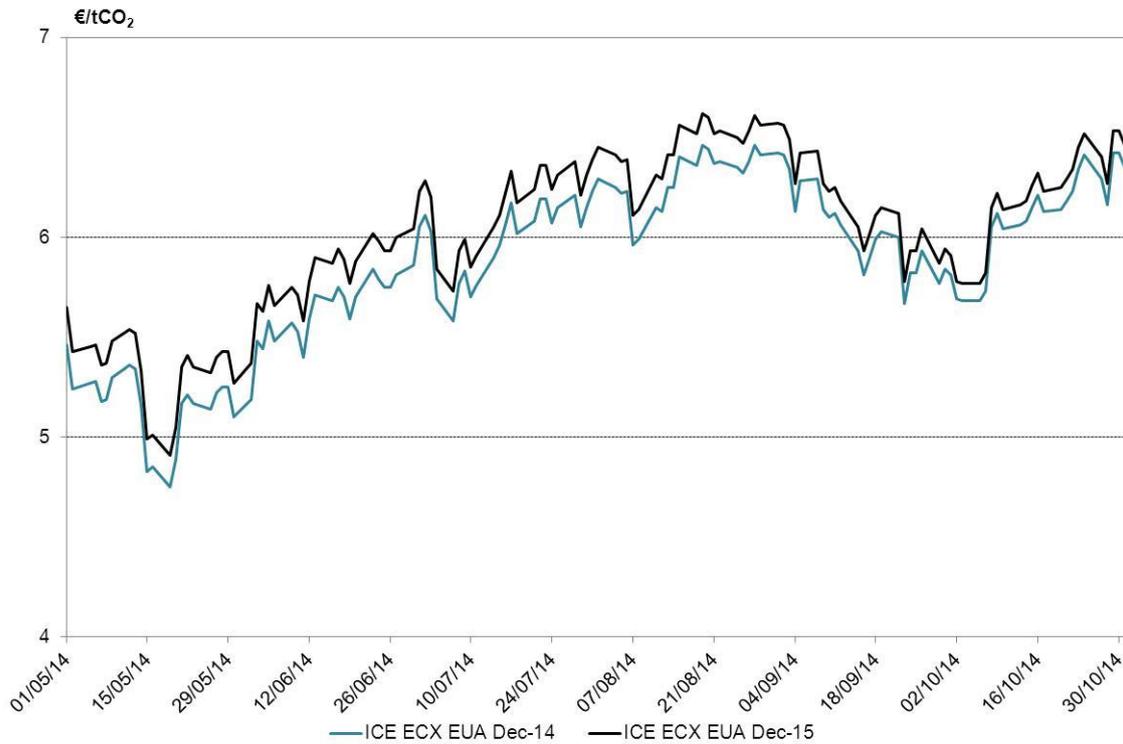
Durante el mes de octubre, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró una tendencia creciente.

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 5,68 – 6,42 €/tCO<sub>2</sub>, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 5,77 – 6,53 €/tCO<sub>2</sub>. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 3 y el 29-30 de octubre, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostró una tendencia estable, en el intervalo 0,09-0,11 €/tCO<sub>2</sub> durante todo el mes de octubre.

A cierre de mes (día 31) la cotización del contrato EUA Dic-14 (6,35 €/tCO<sub>2</sub>) contabilizó un incremento del 8,7% respecto a la registrada el 30 de septiembre (5,84 €/tCO<sub>2</sub>). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (6,46 €/tCO<sub>2</sub> a 31 de octubre) se incrementó un 8,8% respecto a la registrada el 30 de septiembre (5,94 €/tCO<sub>2</sub>).

**Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 mayo 2014 – 31 octubre 2014**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

Entre los factores que influyeron en el aumento de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, se destaca el apoyo a la reforma del esquema europeo del comercio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EU-ETS), en concreto, la posible introducción en 2017 del mecanismo de mercado “Market Stability Reserve”, y el acuerdo por los líderes europeos del objetivo vinculante de reducción de emisiones del 40% en 2030.

### **3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-15 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)**

Respecto al mes anterior (31/10/14 vs. 30/09/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15) registró un descenso del 0,1%, situándose en 47,70 €/MWh el 31 de octubre.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT (que tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas NBP y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, así como los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos) disminuyó un 5,7% entre el 30 de septiembre y el 31 de octubre.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón – que considera los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – se incrementó un 0,5% entre el 30/09/14 y el 31/10/14.

Respecto al mes anterior (31/10/14. vs. 30/09/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró una disminución del 0,2% (47,65 €/MWh a 31 de octubre), frente a un indicador de coste variable estimado a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas TTF y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) que disminuyó un 5,1% en el mismo periodo.

Por otro lado, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón - incluyendo costes de transporte, peajes, O&M e impuestos – disminuyó un 0,3% entre el 30/09/14 y el 31/10/14.

## 4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot

### 4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)

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 media de los últimos 20 días de negociación de los contratos mensuales con liquidación en los meses de enero a diciembre de 2012 y 2013, y de enero a octubre de 2014.

Si se analizan los resultados obtenidos para la prima de riesgo ex post en los tres mercados, se observa que, en general, las primas en España tienen el mismo signo que en los otros dos mercados, en el horizonte analizado (exceptuando abril, junio, julio y agosto de 2012; febrero, marzo, abril, mayo, agosto, octubre y diciembre de 2013; abril, agosto y octubre de 2014). Por otro lado, se señala que, en general, las primas de riesgo en Alemania y Francia son similares debido, en gran parte, a la mayor interconexión de ambos mercados, salvo en casos muy concretos, como el mes de febrero y junio de 2012, en febrero, marzo y abril de 2013, y en enero, febrero, marzo, abril, julio y octubre de 2014.

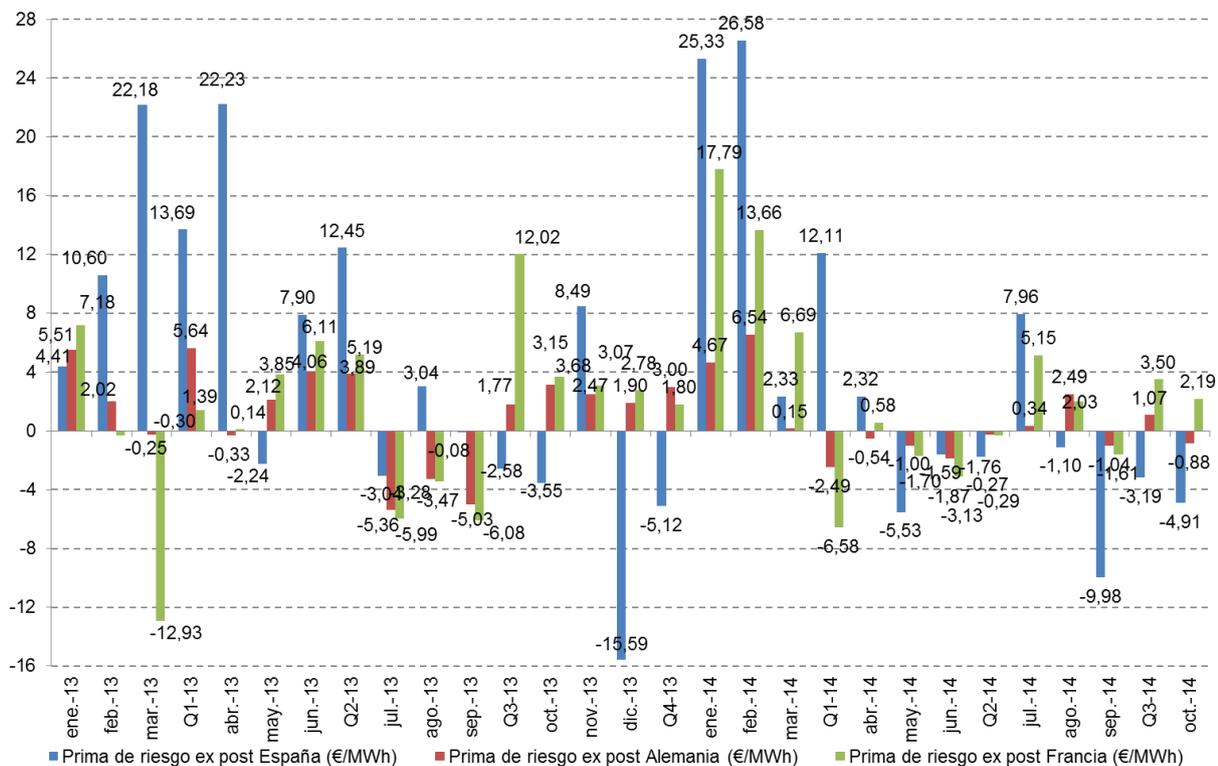
En el mes de octubre de 2014, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 4,91 €/MWh por tercer mes consecutivo. Asimismo, en el mercado alemán la prima de riesgo ex post del mes de octubre se situó en un valor negativo (-0,88 €/MWh), mientras que en el mercado francés fue positiva (+2,19 €/MWh).

**Cuadro 6. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y de enero a octubre de 2014, 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.-12	53,08	51,06	2,02	52,33	39,89	12,44	53,44	41,89	11,56
feb.-12	51,67	53,48	-1,81	49,21	54,92	-5,71	51,01	82,45	-31,44
mar.-12	51,07	47,57	3,50	47,15	41,13	6,02	49,96	44,63	5,33
Q1-12	53,31	50,64	2,67	52,98	45,10	7,88	53,48	55,75	-2,27
abr.-12	47,96	41,21	6,74	42,83	43,57	-0,74	44,44	44,92	-0,48
may.-12	50,42	43,58	6,84	40,45	38,85	1,60	38,98	38,96	0,02
jun.-12	53,42	53,50	-0,08	39,80	38,81	0,99	39,62	40,34	-0,72
Q2-12	51,40	46,07	5,33	43,32	40,39	2,93	42,38	41,38	1,00
jul.-12	55,67	50,29	5,38	40,16	41,02	-0,86	40,55	41,75	-1,20
ago.-12	53,11	49,34	3,77	38,84	44,90	-6,05	37,03	45,26	-8,24
sep.-12	52,02	47,59	4,43	46,03	44,67	1,35	47,66	46,32	1,34
Q3-12	55,27	49,09	6,18	40,28	43,52	-3,24	38,84	44,42	-5,58
oct.-12	50,01	45,68	4,33	48,05	43,93	4,12	52,73	49,23	3,50
nov.-12	47,14	42,07	5,07	48,77	44,79	3,98	54,72	47,51	7,21
dic.-12	45,84	41,73	4,11	46,23	35,51	10,72	54,49	41,98	12,51
Q4-12	50,53	43,16	7,37	50,03	41,37	8,65	56,01	46,23	9,78
ene.-13	54,91	50,50	4,41	48,82	43,31	5,51	57,82	50,64	7,18
feb.-13	55,64	45,04	10,60	46,64	44,62	2,02	54,16	54,46	-0,30
mar.-13	48,10	25,92	22,18	38,85	39,10	-0,25	44,81	57,75	-12,93
Q1-13	54,02	40,33	13,69	47,91	42,27	5,64	55,67	54,28	1,39
abr.-13	40,39	18,17	22,23	37,59	37,92	-0,33	46,08	45,94	0,14
may.-13	41,21	43,45	-2,24	34,18	32,06	2,12	35,03	31,18	3,85
jun.-13	48,77	40,87	7,90	31,88	27,82	4,06	29,50	23,39	6,11
Q2-13	46,71	34,26	12,45	36,48	32,60	3,89	38,66	33,47	5,19
jul.-13	48,12	51,16	-3,04	31,06	36,42	-5,36	28,36	34,36	-5,99
ago.-13	51,13	48,09	3,04	34,95	38,23	-3,28	31,72	35,18	-3,47
sep.-13	50,12	50,20	-0,08	36,68	41,71	-5,03	37,23	43,30	-6,08
Q3-13	47,23	49,81	-2,58	40,53	38,76	1,77	49,57	37,55	12,02
oct.-13	47,94	51,49	-3,55	40,83	37,68	3,15	48,22	44,54	3,68
nov.-13	50,30	41,81	8,49	41,69	39,22	2,47	52,18	49,11	3,07
dic.-13	48,05	63,64	-15,59	37,65	35,75	1,90	52,49	49,71	2,78
Q4-13	47,31	52,43	-5,12	40,53	37,53	3,00	49,57	47,77	1,80
ene.-14	58,95	33,62	25,33	40,55	35,87	4,67	56,93	39,14	17,79
feb.-14	43,69	17,12	26,58	40,13	33,59	6,54	52,35	38,69	13,66
mar.-14	29,00	26,67	2,33	31,10	30,95	0,15	42,26	35,56	6,69
Q1-14	38,20	26,09	12,11	30,98	33,47	-2,49	31,19	37,77	-6,58
abr.-14	28,77	26,44	2,32	31,04	31,58	-0,54	34,31	33,73	0,58
may.-14	36,88	42,41	-5,53	29,63	30,63	-1,00	28,40	30,11	-1,70
jun.-14	49,36	50,95	-1,59	29,65	31,52	-1,87	27,52	30,65	-3,13
Q2-14	38,20	39,96	-1,76	30,98	31,24	-0,27	31,19	31,48	-0,29
jul.-14	56,17	48,21	7,96	32,22	31,88	0,34	30,64	25,49	5,15
ago.-14	48,82	49,91	-1,10	30,42	27,93	2,49	24,79	22,76	2,03
sep.-14	48,91	58,89	-9,98	33,75	34,79	-1,04	35,61	37,22	-1,61
Q3-14	49,08	52,27	-3,19	32,57	31,50	1,07	31,90	28,39	3,50
oct.-14	50,20	55,11	-4,91	34,37	35,24	-0,88	44,04	41,85	2,19

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

**Gráfico 30. Prima de riesgo ex post: cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2013 y en el periodo enero-octubre de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot**



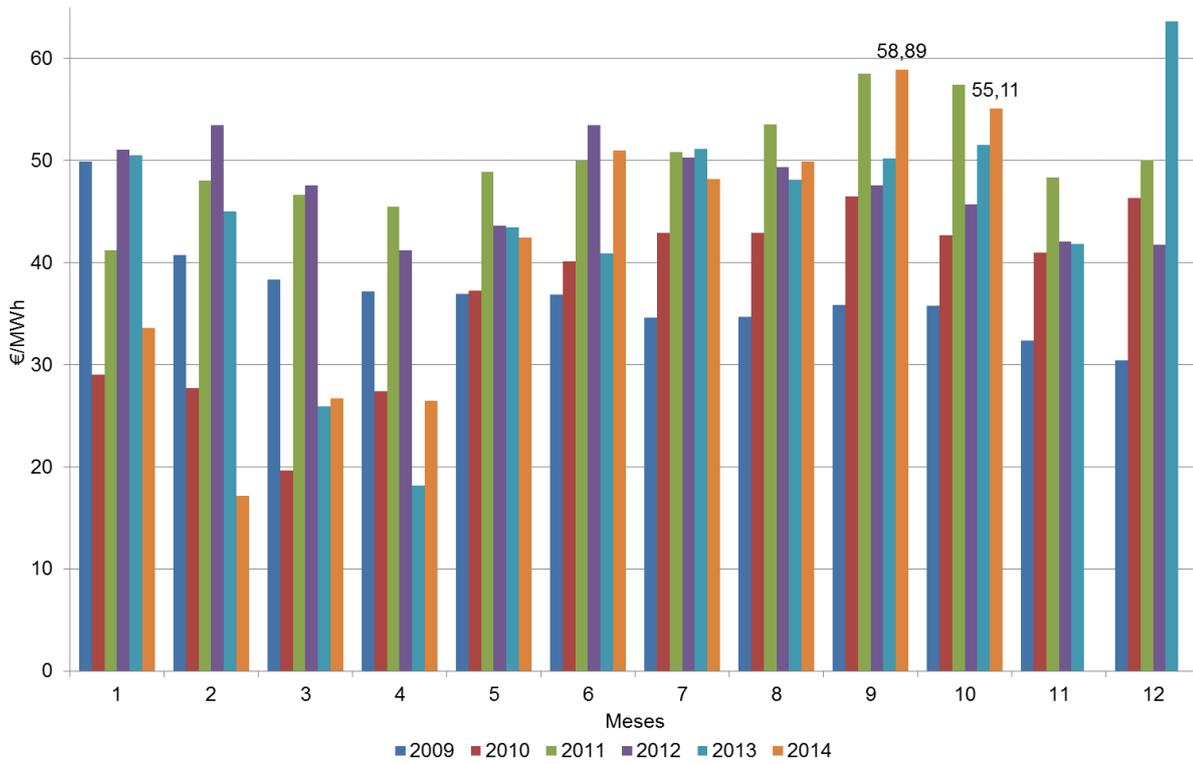
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

## 4.2. Análisis de los precios spot

En el Gráfico 31 se refleja la evolución del precio medio mensual del mercado spot en el periodo comprendido entre enero de 2009 y octubre de 2014.

En el mes de octubre de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 55,11 €/MWh, un 6,4% inferior al precio spot medio mensual registrado en septiembre de 2014 (58,89 €/MWh) y un 7% superior al precio spot medio registrado en octubre de 2013 (51,49 €/MWh).

**Gráfico 31. Precio medio mensual del mercado diario (de enero 2009 a octubre 2014)**

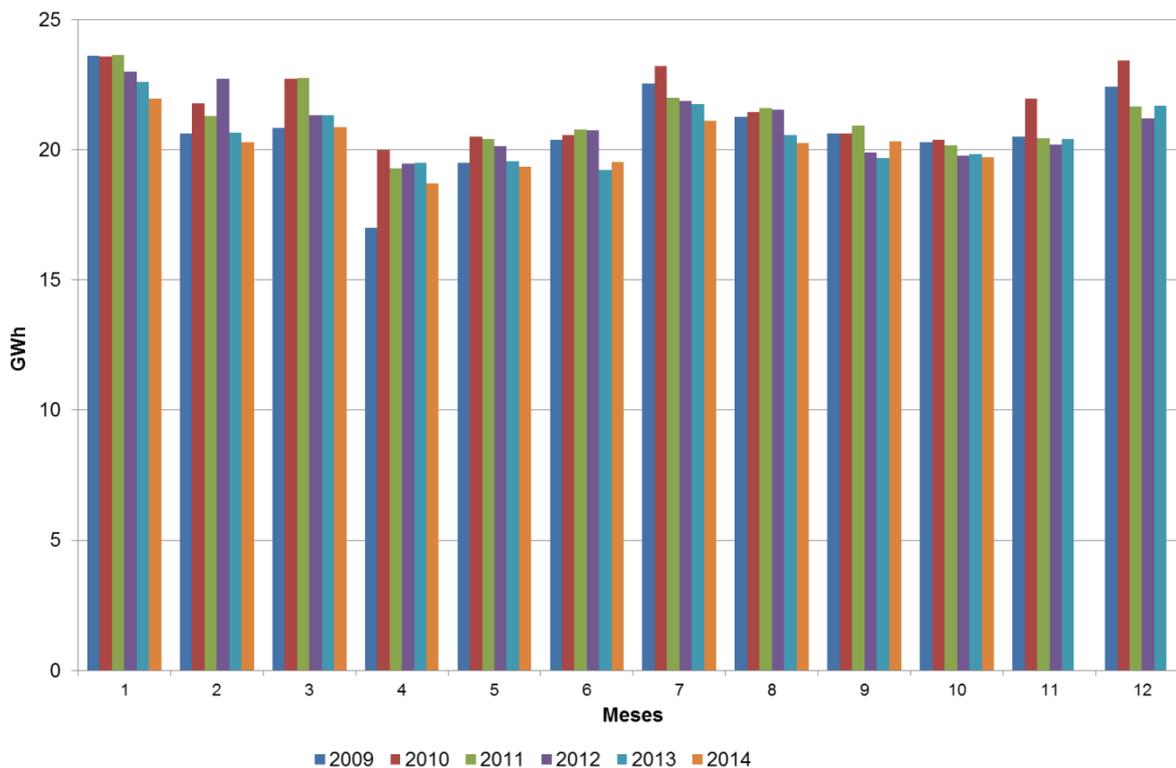


Fuente: OMIE

En el Gráfico 32 se representa la evolución de la demanda de transporte en barras de central (b.c.).

En el mes de octubre, la demanda en b.c. se cifró en 19.725 GWh, lo que supone un 2,9% inferior que el valor registrado en el mes de septiembre (20.318 GWh) y un 0,5% inferior que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (19.826 GWh en octubre de 2013).

**Gráfico 32. Demanda mensual de transporte (en b.c.)**

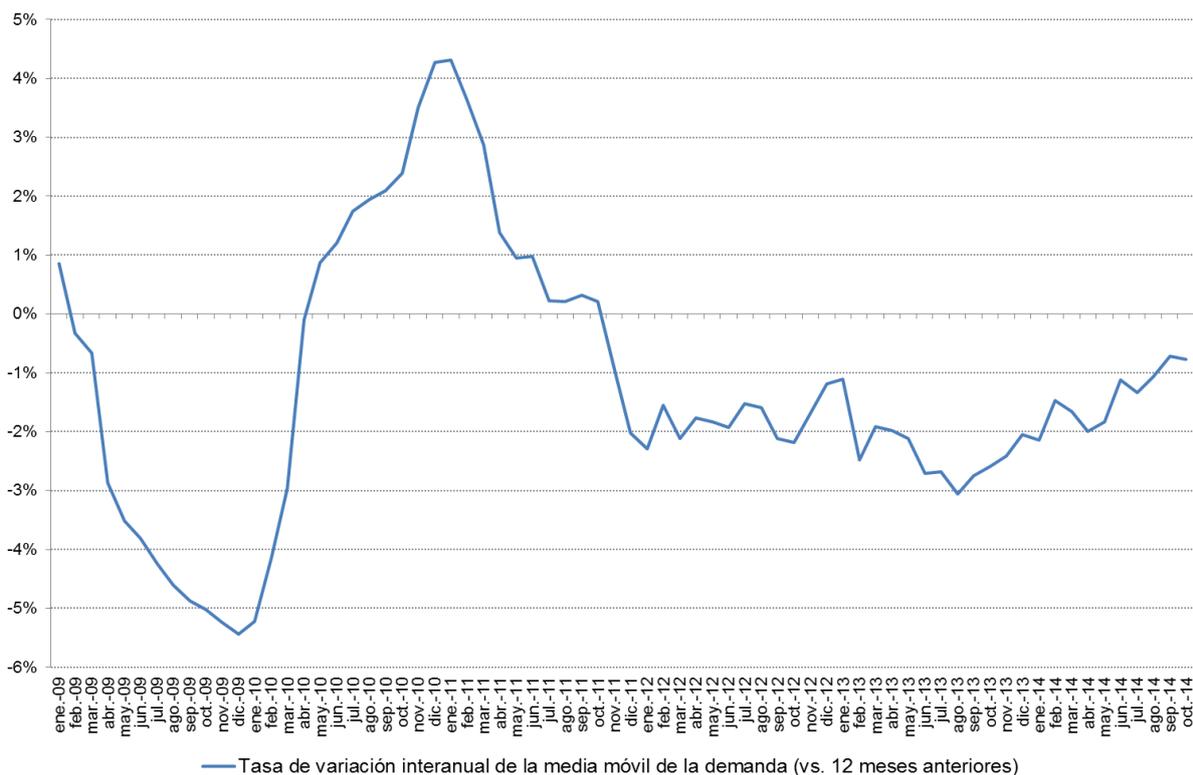


Fuente: REE

En el Gráfico 33 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil anual de la demanda.

En el mes de octubre, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -0,8%, frente al -0,7%, del mes de septiembre.

**Gráfico 33. Tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda (vs. 12 meses anteriores)**



Fuente: REE

En el Cuadro 7 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de septiembre y octubre de 2014, así como en octubre de 2013. Por su parte, en el Gráfico 34 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y octubre de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de octubre de 2014 destacó el incremento de la producción con tecnología eólica (+57,7%). Por el contrario, disminuyó la producción con carbón (-23%) y ciclos combinados (+20,9%).

La disminución de la demanda y el incremento de la producción con tecnología eólica contribuyó a la bajada del precio del mercado spot en el mes de octubre respecto al mes anterior.

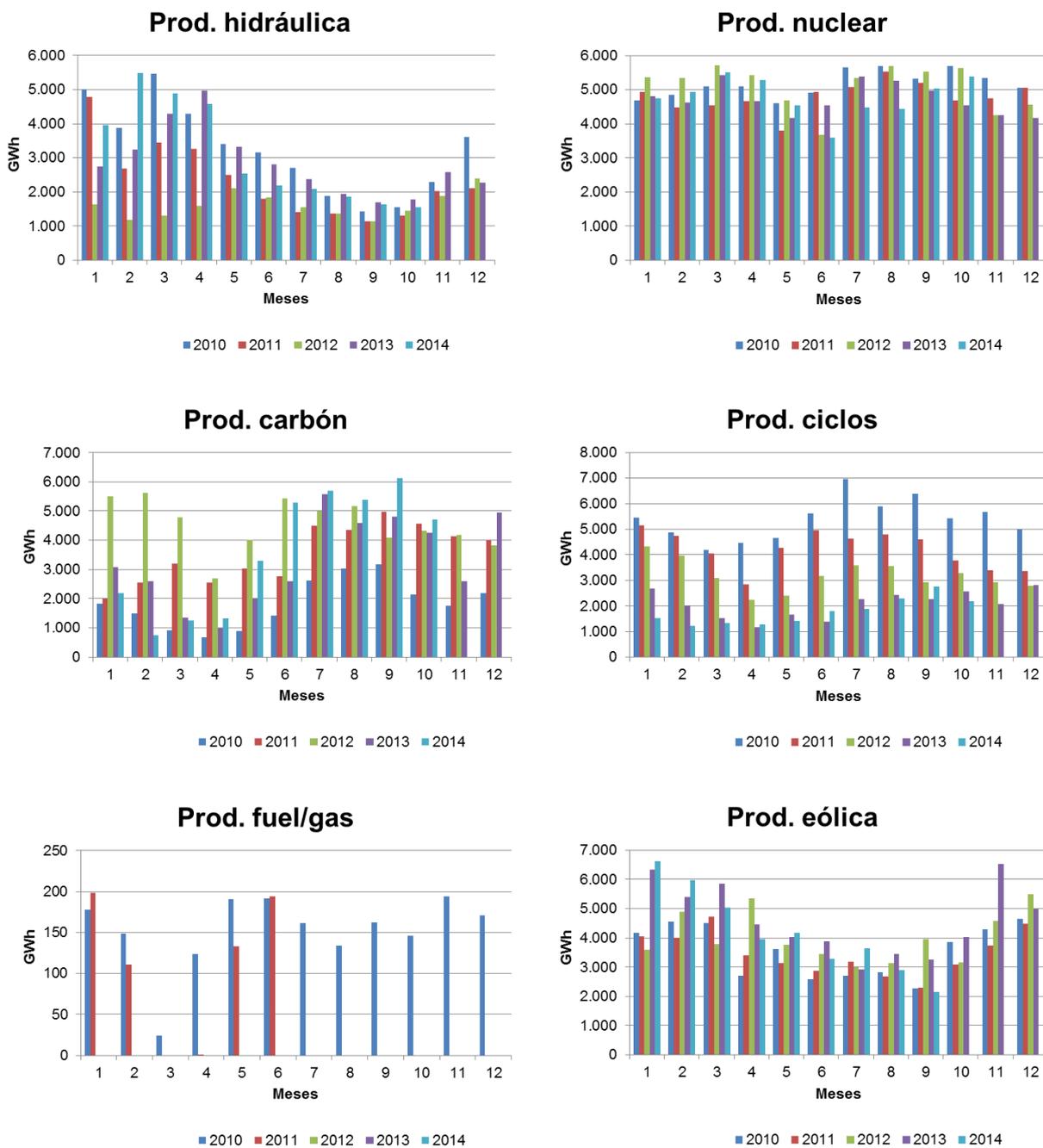
**Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías<sup>2</sup> y demanda de transporte (b.c.) mensual**

	oct-14	sep-14	oct-13	% Var. oct-14 vs. sep-14	% Var. oct-14 vs. oct-13
Hidráulica	1.553	1.640	1.777	-5,3%	-12,6%
Nuclear	5.382	5.044	4.546	6,7%	18,4%
Carbón	4.717	6.122	4.247	-23,0%	11,1%
CCGT	2.197	2.777	2.575	-20,9%	-14,7%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3.643	3.777	-4.580	-3,5%	-179,5%
Resto hidráulica	354	355	-	-0,3%	-
Eólica	3.378	2.142	4.035	57,7%	-16,3%
<b>Total generación bruta</b>	<b>21.224</b>	<b>21.857</b>	<b>12.600</b>	<b>-2,9%</b>	<b>68,4%</b>
Consumos generación	-672	-785	-545	-14,4%	23,3%
Consumos en bombeo	-411	-265	-308	55,1%	33,4%
Saldos intercambios internacionales	-310	-349	-684	-11,2%	-54,7%
Enlace Península-Baleares	-97	-142	-	-31,7%	-
<b>Total demanda transporte (b.c.)</b>	<b>19.725</b>	<b>20.318</b>	<b>19.826</b>	<b>-2,9%</b>	<b>-0,5%</b>

Fuente: REE

<sup>2</sup> Para el mes de septiembre de 2013, la rúbrica "Resto RE" incluye las rúbricas: "solar fotovoltaica", "solar térmica", "térmica renovable" y "cogeneración y resto", según se publican en la información que ofrece REE en su Balance Eléctrico Diario.

**Gráfico 34. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a octubre de 2014)**



Fuente: REE

