



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

16 de octubre de 2014

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	6
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y mercado de futuros de OMIP	6
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato	13
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato	16
3. Evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de energía eléctrica en España	19
3.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica en Francia y Alemania	19
3.2. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂	24
3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent	26
3.2.2. Evolución del gas natural	29
3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón	35
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO₂	37
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)	38
4. Análisis de las primas de riesgo y del precio spot	40
4.1. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)	40
4.2. Análisis de los precios spot	42

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

Durante el mes de septiembre de 2014, en un contexto ascendente del precio medio del mercado diario respecto al registrado en el mes anterior, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de los contratos con liquidación en el cuarto trimestre mostraron, asimismo, una tendencia alcista. Por el contrario, las cotizaciones a plazo de los contratos con liquidación en 2015 registraron un comportamiento descendente, con mayor incidencia en el contrato con liquidación en el tercer trimestre de 2015.

Concretamente, las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en octubre, noviembre y diciembre de 2014 aumentaron un 5,6%, un 0,5% y un 1,4%, respectivamente, situándose a cierre de mes (día 30) en 52 €/MWh, 48,60 €/MWh y 49,60 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, la cotización del contrato trimestral Q4-14 aumentó un 2,6% respecto a la registrada a finales del mes de agosto (48,85 €/MWh el día 29), situándose en 50,12 €/MWh a cierre del mes de septiembre (26 de septiembre) y habiendo registrado una cotización máxima de 50,75 €/MWh el día 22 de septiembre.

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 experimentó un leve descenso del 0,4% respecto a la registrada el mes anterior, situándose en 47,75 €/MWh el 30 de septiembre.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE SEPTIEMBRE DE 2014				MES DE AGOSTO DE 2014				% Variación últ. cotización sep-14 vs. ago-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
oct-14	52,00	52,90	47,80	50,17	49,25	49,60	48,00	48,66	5,6%
nov-14	48,60	49,35	47,00	48,13	48,38	48,50	47,48	47,72	0,5%
dic-14	49,60	49,95	48,38	49,15	48,91	49,42	48,09	49,01	1,4%
Q4-14	50,12	50,75	47,75	49,06	48,85	49,05	48,10	48,47	2,6%
Q1-15	47,73	48,40	46,95	47,65	47,90	48,00	47,25	47,52	-0,4%
Q2-15	43,75	44,05	42,87	43,46	43,79	44,00	43,43	43,66	-0,1%
Q3-15	51,78	53,46	51,72	52,13	53,14	53,56	52,82	53,31	-2,6%
Año 2015	47,75	48,15	47,23	47,71	47,95	48,05	47,75	47,91	-0,4%
Año 2016	48,15	48,55	47,50	48,05	48,35	48,45	47,95	48,25	-0,4%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de agosto a 29/08/14. Cotizaciones de septiembre a 30/09/14 (excepto la cotización del contrato FTB Q4-14 a 26/09/14).

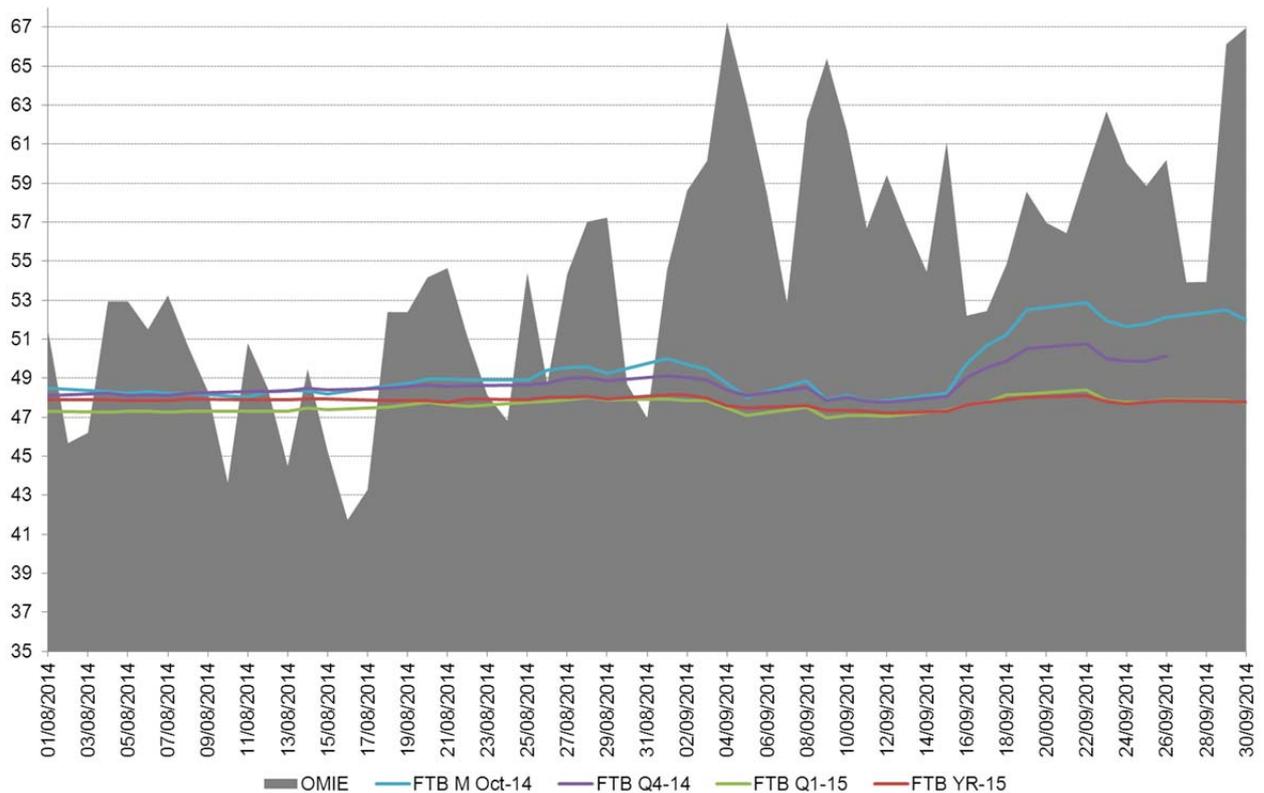
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de septiembre el precio medio del mercado diario (58,89 €/MWh) aumentó un 18% respecto al registrado en el mes de agosto (49,91 €/MWh).

Cabe señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en septiembre (29 de agosto de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 49,95 €/MWh para dicho mes, un 15,2% inferior al precio spot finalmente registrado en septiembre (58,89 €/MWh).

Para el mes de octubre, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (30 de septiembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 52 €/MWh.

Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 agosto de 2014- 30 de septiembre de 2014

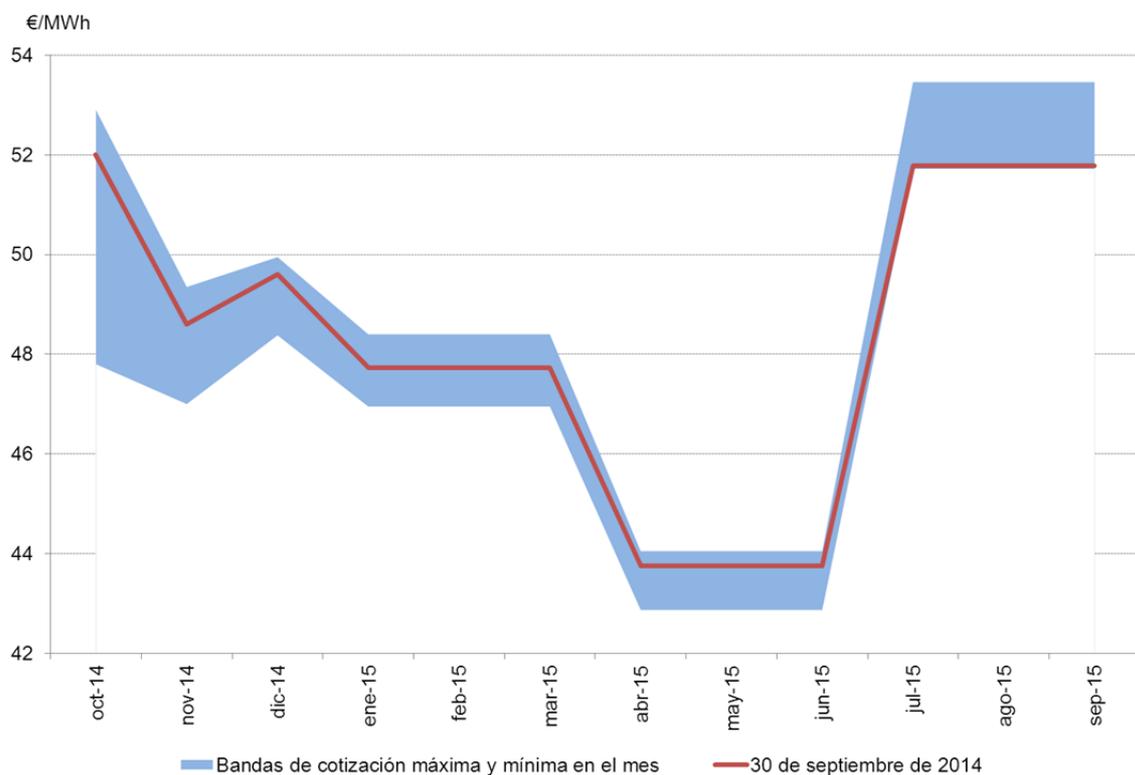


Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de septiembre. 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), incrementándose a partir de julio de 2015.

La cotización de los contratos mensuales con liquidación en el Q4-14 osciló, en el mes de septiembre, en el rango 47,00-52,90 €/MWh. Para vencimientos en 2015, la cotización del contrato con liquidación en el Q1-15 osciló en el rango 46,95-48,40 €/MWh, la del contrato con liquidación en el Q2-15 varió en el rango 42,87-44,05 €/MWh y la cotización del contrato con liquidación en el Q3-15 se situó en el rango 51,72-53,46 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de septiembre 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 presentan¹ los volúmenes de negociación en el mercado de futuros de OMIP y en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de agosto y septiembre de 2014.

En el mes de septiembre de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 25,3 TWh, un 341,8% superior al volumen registrado en el mes anterior (5,7 TWh, en agosto de 2014), y un 22,5% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (32,7 TWh en septiembre de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de septiembre de 2014 (222,6 TWh), es un 1,1% inferior al negociado en el mismo periodo de 2013 (225,1 TWh) y supone un 67,8% 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 nueve primeros meses de 2014, representa el 122,1% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 30 de septiembre (182,4 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de septiembre de 2014 se situó en 2,7 TWh, un 378,4% superior al volumen negociado el mes anterior (0,6 TWh, en agosto de 2014) y

¹ 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.

un 34,1% inferior al mismo periodo del año anterior (4,2 TWh, en septiembre de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de septiembre de 2014 (25,4 TWh) supone un 62,1% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 8,8% inferior al acumulado negociado en los nueve primeros meses de 2013 (27,8 TWh).

Finalmente, en el mes de septiembre, 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 7 TWh (+416,2% respecto al mes anterior) y 2,2 TWh (+185,6% 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 septiembre 2014	Mes anterior agosto 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta sep.)	Acumulado año 2013 (hasta sep.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	2.736,9	572,1	378,4%	25.398,3	27.845,9	-8,8%	40.881,6	62,1%
OTC registrado en OMIClear	6.950,8	1.346,6	416,2%	39.019,5	26.389,8	47,9%	38.359,1	101,7%
OTC compensado en BME Clearing	2.212,7	774,7	185,6%	25.654,3	22.332,2	14,9%	33.476,6	76,6%
OTC	25.342,3	5.735,9	341,8%	222.643,1	225.093,5	-1,1%	328.498,7	67,8%

* 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 30 de septiembre 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.

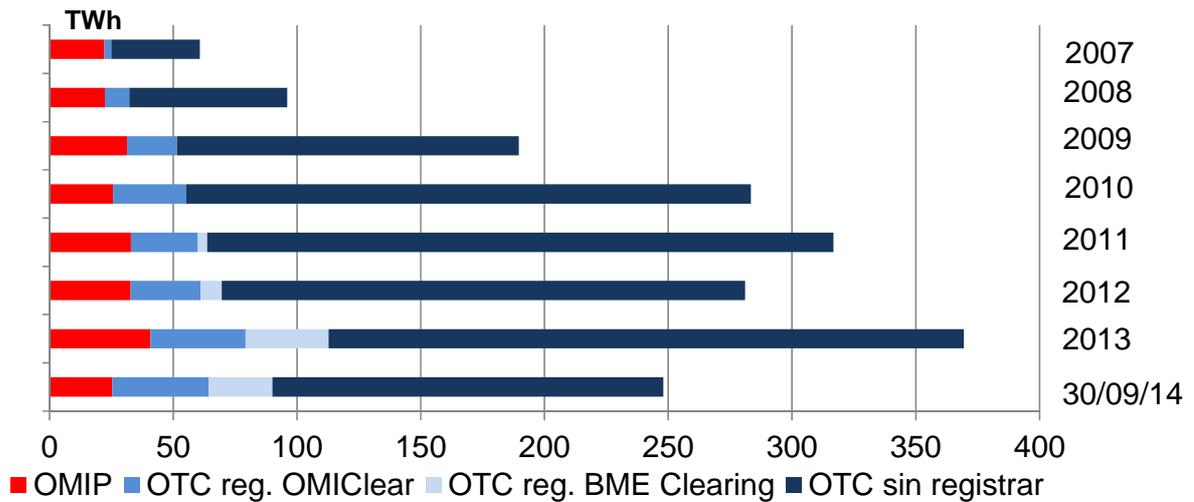
Durante los nueve primeros meses de 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 11,4% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue superior (12,4%), situándose también para el conjunto de 2013 en un 12,4%.

Por otro lado, entre enero y septiembre de 2014 el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 10,2% 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%).

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

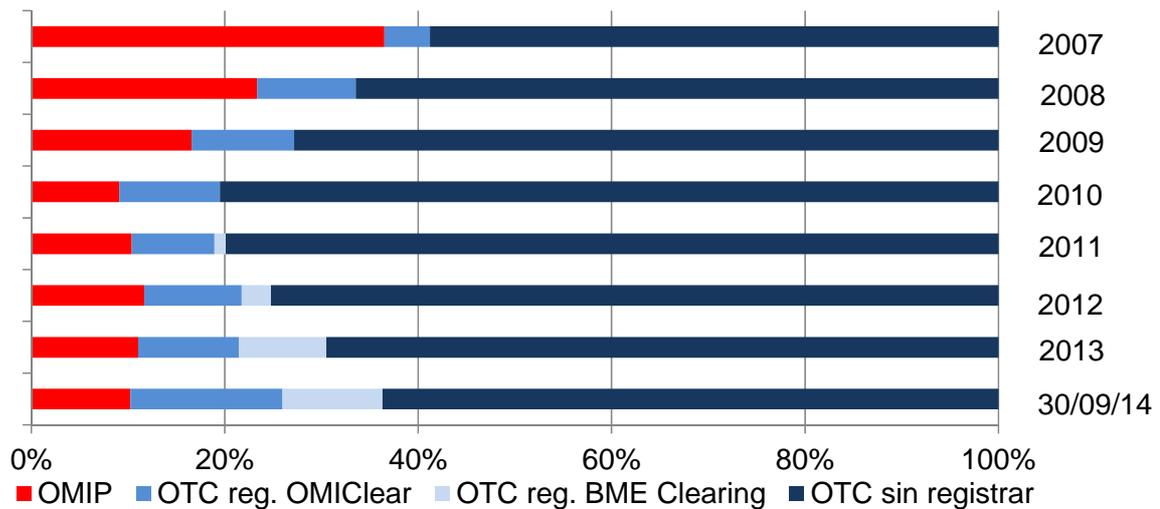
mercado OTC ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en 2007 hasta alcanzar un 29% en los nueve primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 21,6% del total del volumen negociado OTC).

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



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

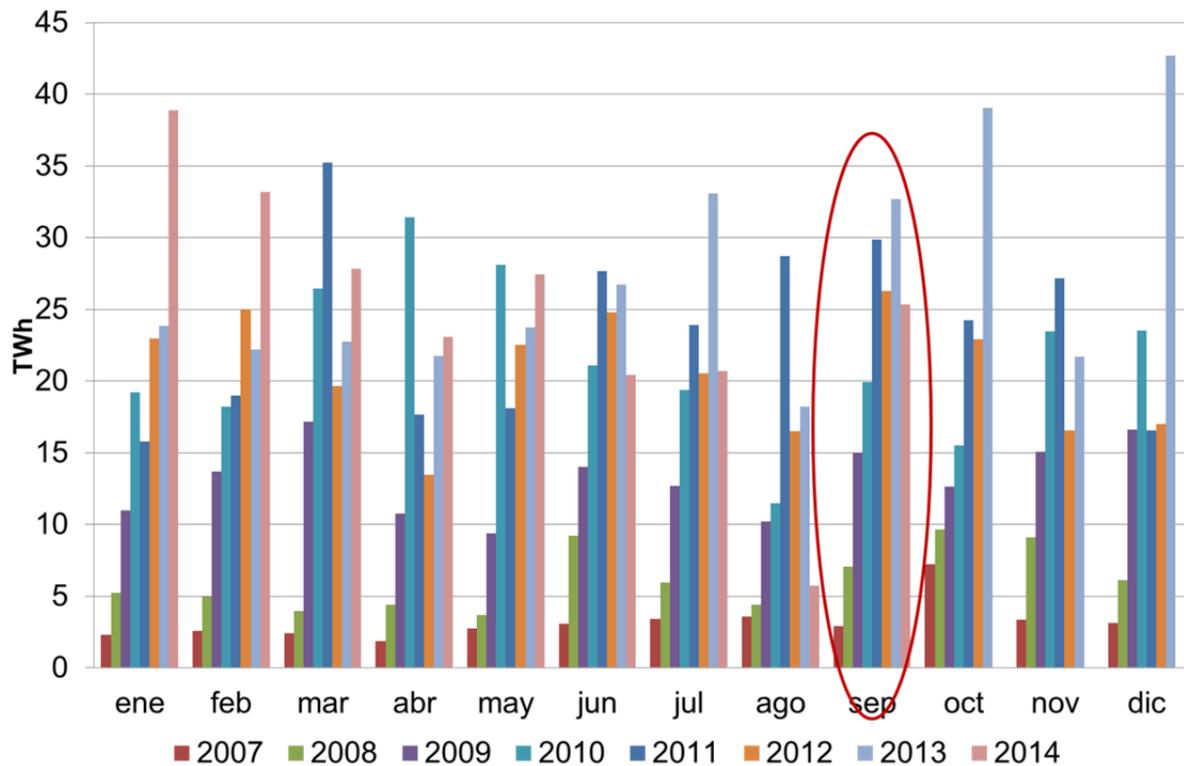
Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a septiembre 2014) (en %)



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 septiembre de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (25,3 TWh) se redujo un 22,5% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (32,7 TWh, en septiembre de 2013).

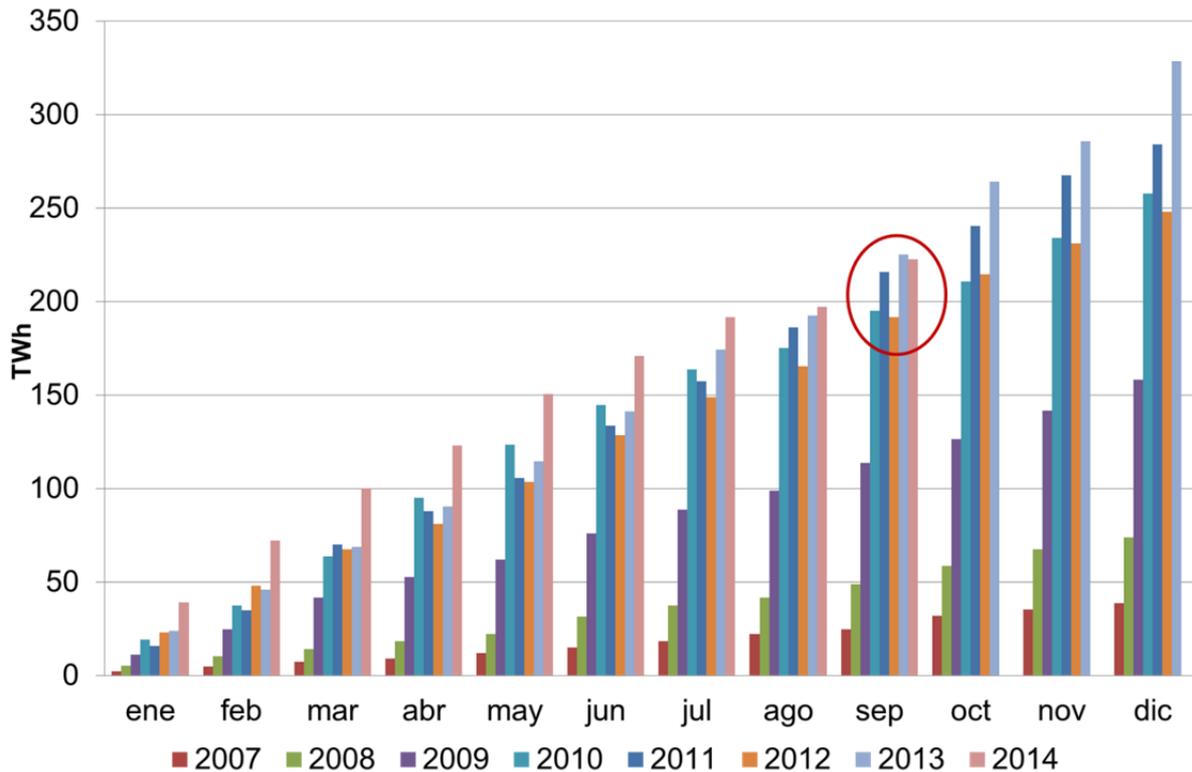
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a septiembre 2014)



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 1,1% en el volumen acumulado negociado en los nueve primeros meses de 2014 (222,6 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (225,1 TWh).

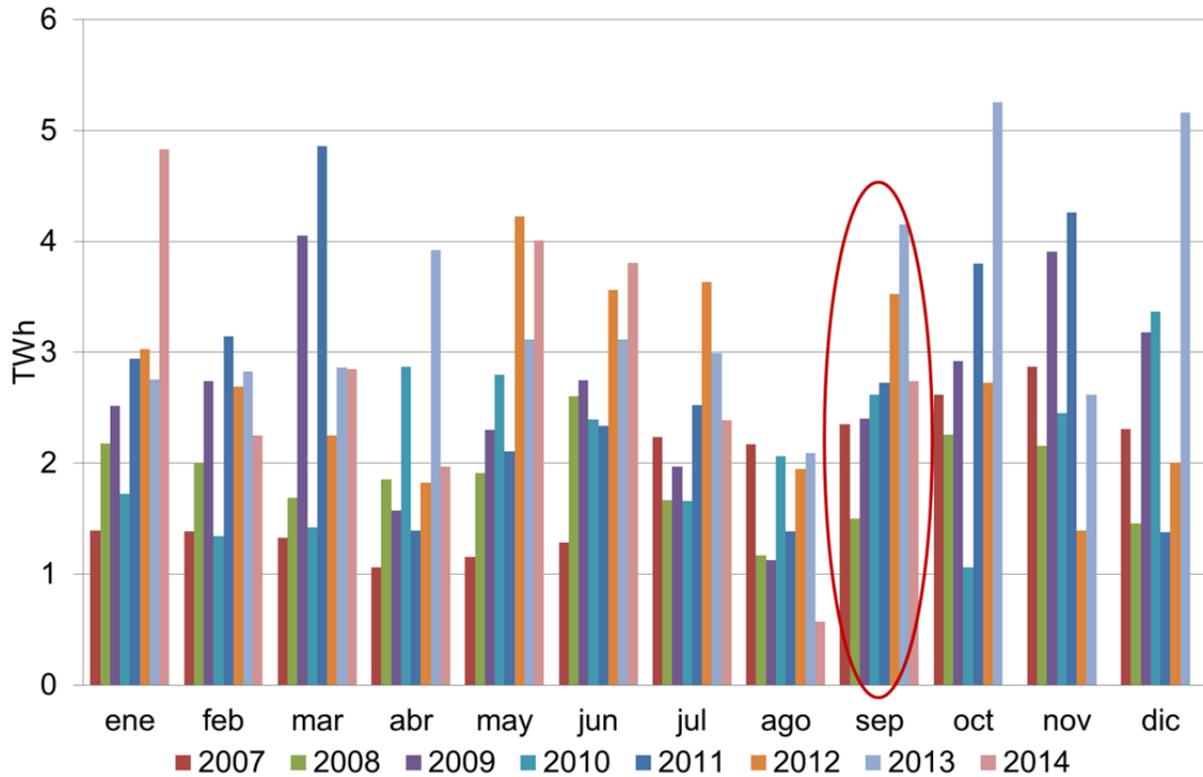
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a septiembre 2014)



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 septiembre de 2014, el volumen negociado en OMIP (2,7 TWh) fue un 34,1% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (4,2 TWh en septiembre de 2013).

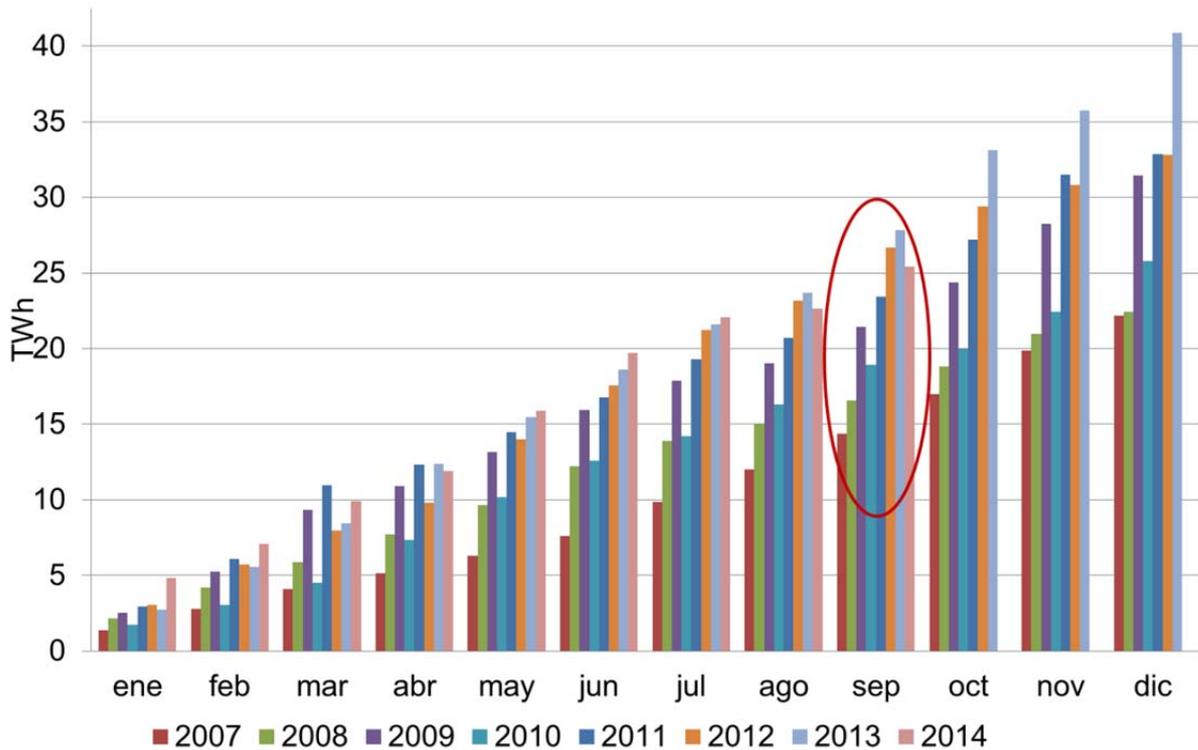
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a septiembre 2014)



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 8,8% en el volumen acumulado negociado en los nueve primeros meses de 2014 en OMIP (25,4 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (27,8 TWh).

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



Fuente: OMIP-OMIClear

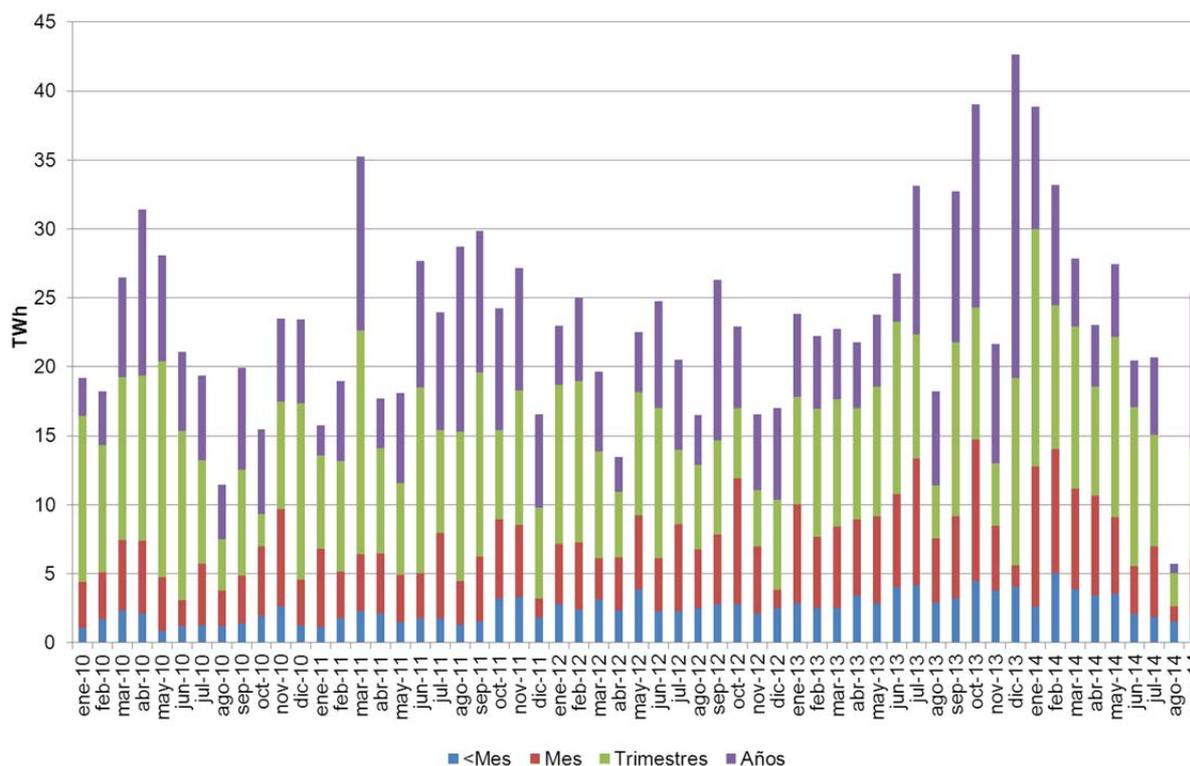
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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 septiembre de 2014. El Gráfico 10 recoge la misma información en términos porcentuales.

Durante el mes de septiembre de 2014 el contrato más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fue el contrato con periodo de liquidación anual con el 44,7% (11,3 TWh) del total negociado (25,3 TWh). En el mes de agosto de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado en el OTC, fue del 12,2% (0,7 TWh).

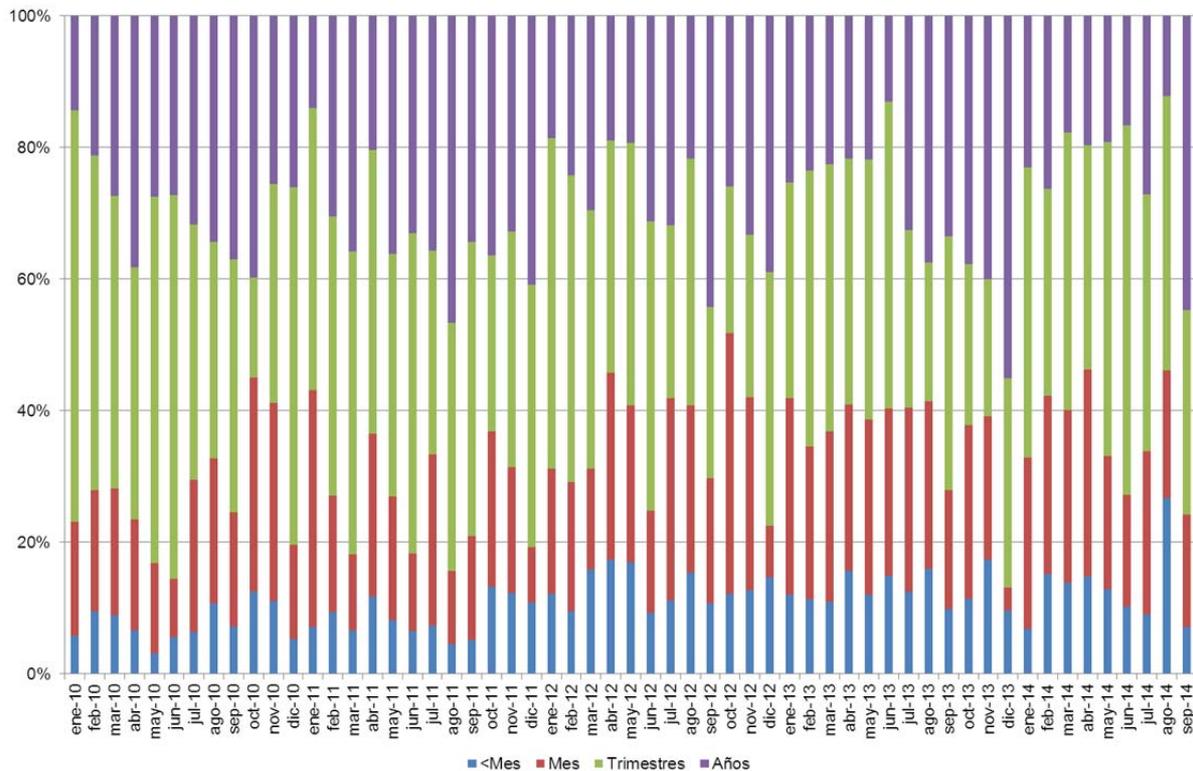
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación OTC por tipo de contrato (TWh)



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 %)



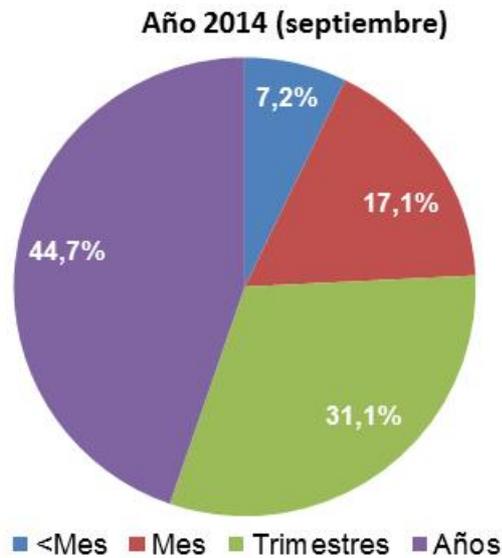
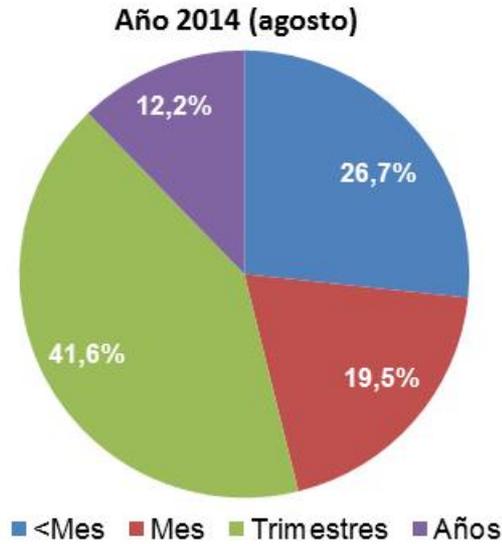
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

Durante los nueve primeros meses de 2014, el 23,1% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (0,8%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 21,2% y 4,7% (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 agosto y septiembre de 2014. En el mes de septiembre destaca el incremento registrado en el volumen de negociación de los contratos con vencimiento anual sobre el total negociado (de un 12,2% en agosto a un 44,7% en septiembre). 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 con plazo inferior a 1 mes (de un 26,7% en agosto a un 7,2% en septiembre).

Gráfico 11. Volumen de negociación OTC por tipo de contrato (agosto y septiembre 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

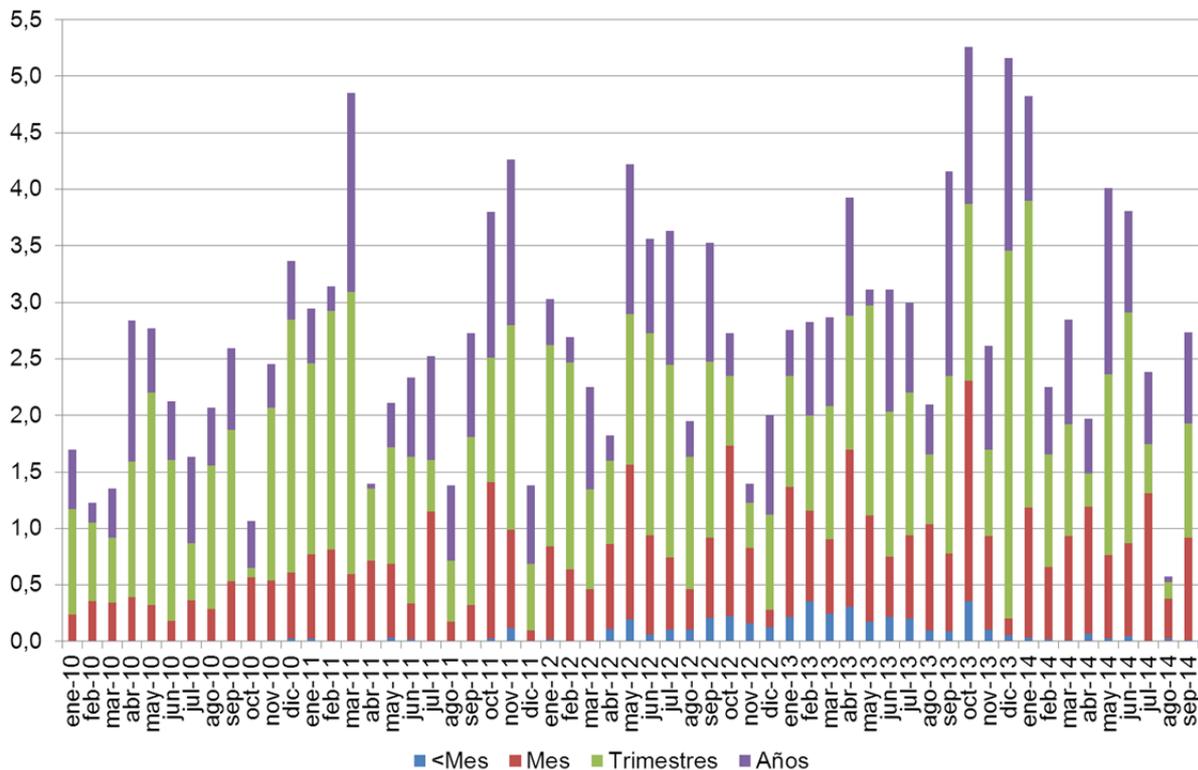
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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 septiembre de 2014. El Gráfico 13 muestra la misma información en términos porcentuales.

En el mes de septiembre de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los trimestrales y los mensuales con un 37% y un 33,1%, respectivamente (con un volumen negociado de 1 TWh y 0,9 TW, respectivamente). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación anual representó el 29,5% del volumen total negociado (0,8 TWh).

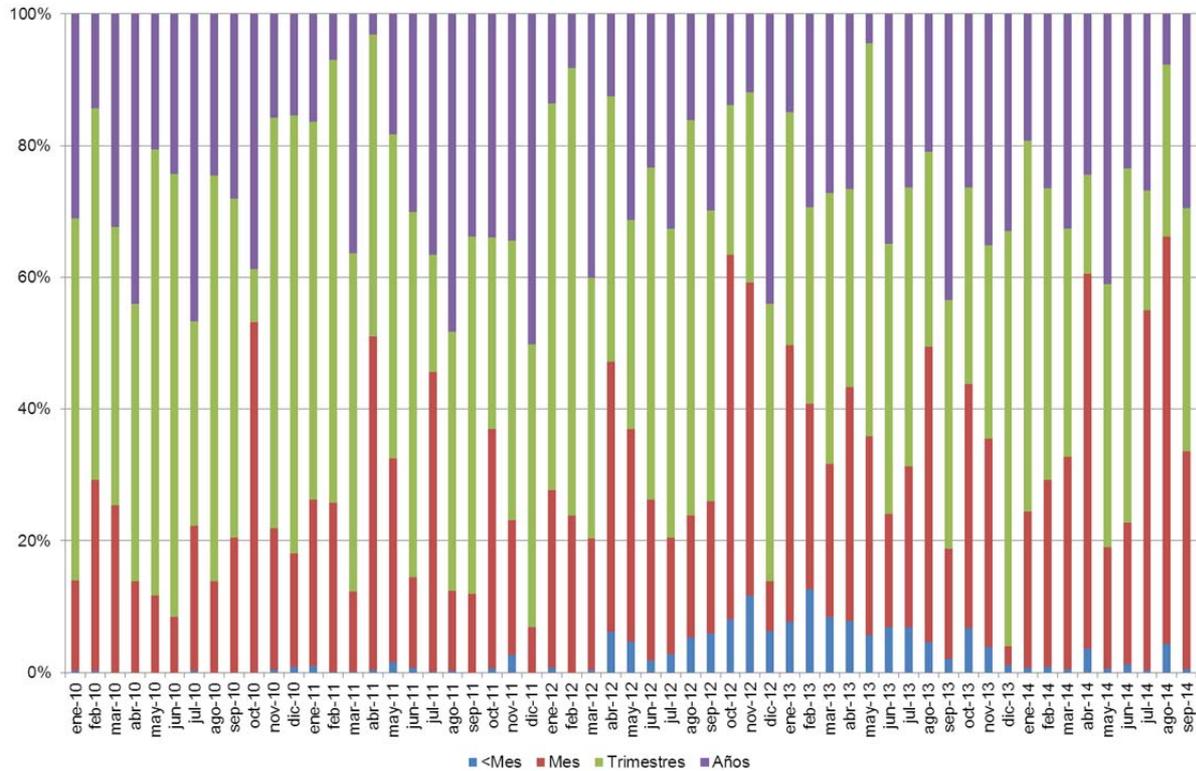
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación en OMIP por tipo de contrato (TWh)



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 %)



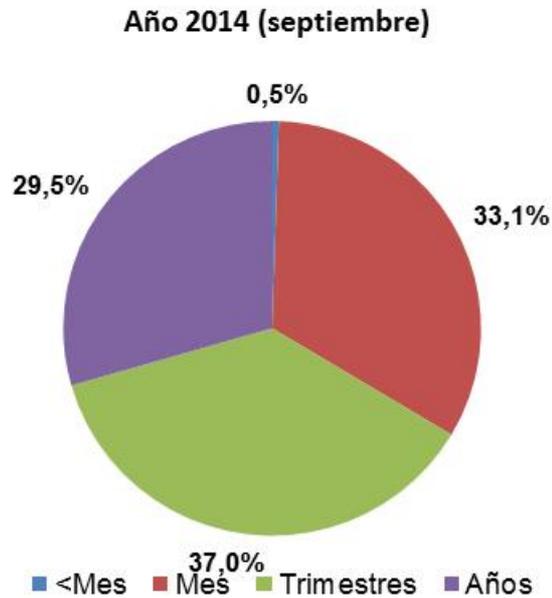
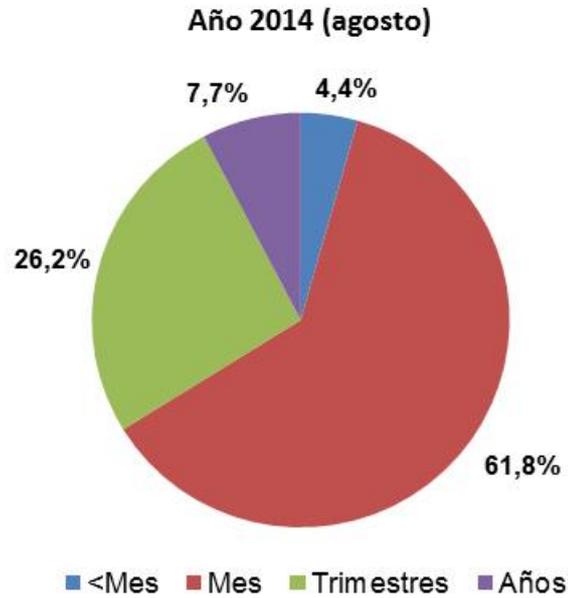
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En los nueve primeros meses de 2014, el 26,3% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 1,1% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en 19,6% para el Cal+1 y 6,7% 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 agosto y septiembre de 2014. En el mes de septiembre destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación anual, que pasan de representar el 7,7% en el mes de agosto al 29,5% en el mes de septiembre. Por el contrario, los contratos con liquidación mensual pasaron de representar el 61,8% del total negociado en agosto de 2014 al 33,1% en el mes de septiembre de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación en OMIP por tipo de contrato (agosto y septiembre 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 CO₂.

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 septiembre, en niveles superiores a las registradas en el mercado alemán. Asimismo, fueron superiores a las del mercado francés para los contratos con liquidación en el mes de octubre de 2014, así como para los contratos con liquidación en el segundo trimestre de 2015 y en el año 2015, siendo inferiores en el resto de los contratos analizados.

En el mercado alemán, en el mes de septiembre las cotizaciones de todos los contratos considerados 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 noviembre (-8,1%), seguida de la cotización del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (-5,1%).

En el mercado francés, las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano (mensuales) evolucionaron de forma distinta en el mes de septiembre, respecto al mes anterior. Así, mientras que la cotización del contrato con liquidación en el mes de octubre mostró una tendencia ascendente (+4%), la cotización del contrato con entrega en el mes de noviembre se redujo un 3,4%. Asimismo, experimentaron una tendencia ascendente las cotizaciones de los contratos con liquidación en el primer trimestre de 2015 y en el año 2015.

Por su parte, en el mercado español las cotizaciones de todos los contratos con liquidación en el cuarto trimestre de 2014 aumentaron respecto al mes anterior, registrándose los mayores incrementos en la cotización del contrato mensual con vencimiento en octubre y en la del contrato trimestral con vencimiento en Q4-14 (+5,6% y 2,6%, respectivamente). Por el contrario, las cotizaciones de los contratos con liquidación en 2015 mostraron una tendencia descendente.

A finales de septiembre, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,75 €/MWh; -0,4%) por encima de las cotizaciones registradas por el contrato equivalente en Alemania (34,72 €/MWh; -3,2%) y en Francia (43,15 €/MWh; +0,2%).

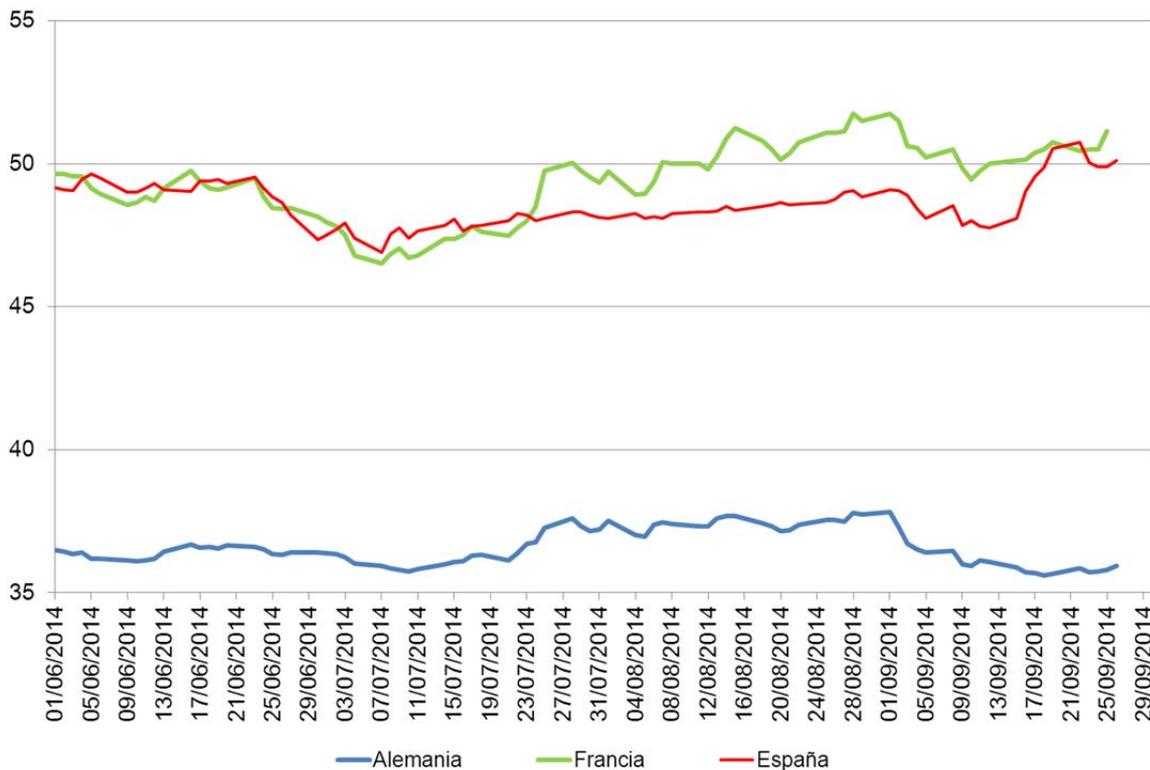
Cuadro 3. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	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)		
	sep-14	ago-14	% Variación sep. vs. ago.	sep-14	ago-14	% Variación sep. vs. ago.	sep-14	ago-14	% Variación sep. vs. ago.
oct-14	52,00	49,25	5,6%	34,65	36,38	-4,8%	45,75	44,00	4,0%
nov-14	48,60	48,38	0,5%	36,69	39,93	-8,1%	53,75	55,63	-3,4%
Q4-14	50,12	48,85	2,6%	35,92	37,74	-4,8%	51,49	51,50	0,0%
Q1-15	47,73	47,90	-0,4%	37,08	39,08	-5,1%	54,97	54,28	1,3%
Q2-15	43,75	43,79	-0,1%	31,90	32,43	-1,6%	33,58	33,81	-0,7%
Año 2015	47,75	47,95	-0,4%	34,72	35,85	-3,2%	43,15	43,08	0,2%

Nota: Cotizaciones de agosto a 29/08/14. Cotizaciones de septiembre a 30/09/2014 (excepto las cotizaciones del contrato FTB Q4-14 a 26/09/14).

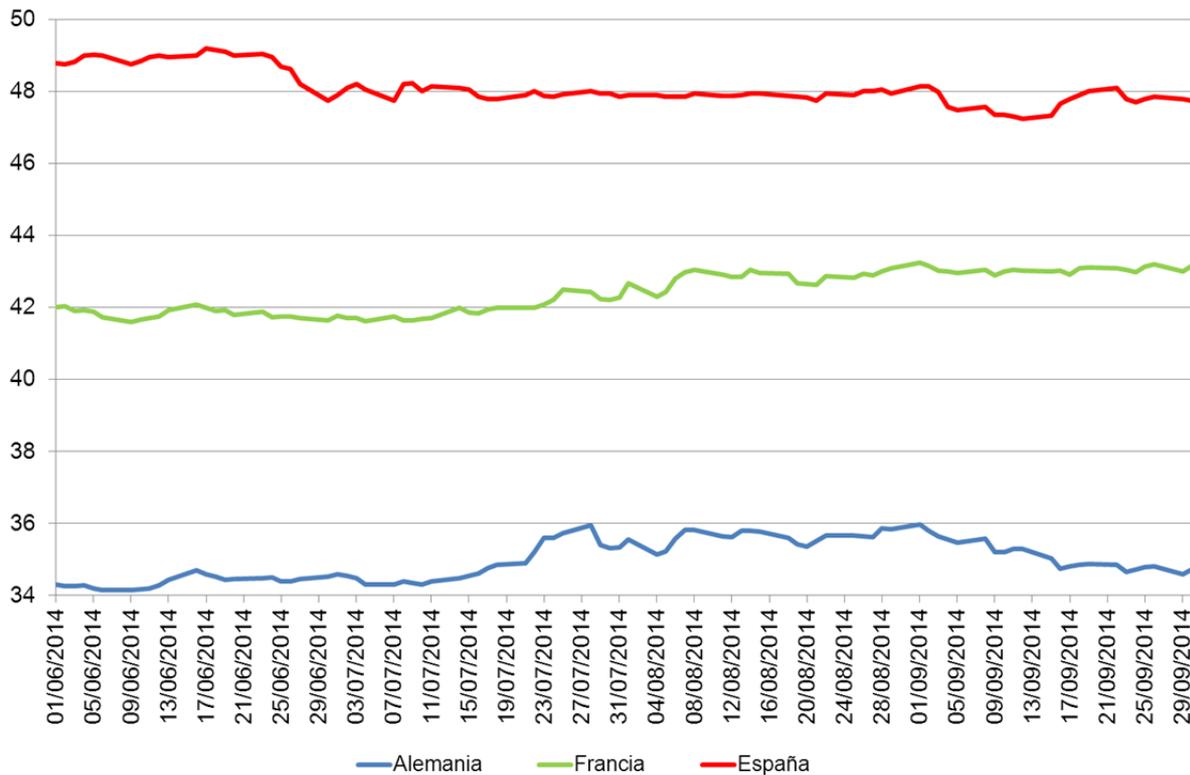
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-14 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 junio de 2014 – 30 septiembre 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 – 30 septiembre de 2014



Fuente: EEX y OMIP

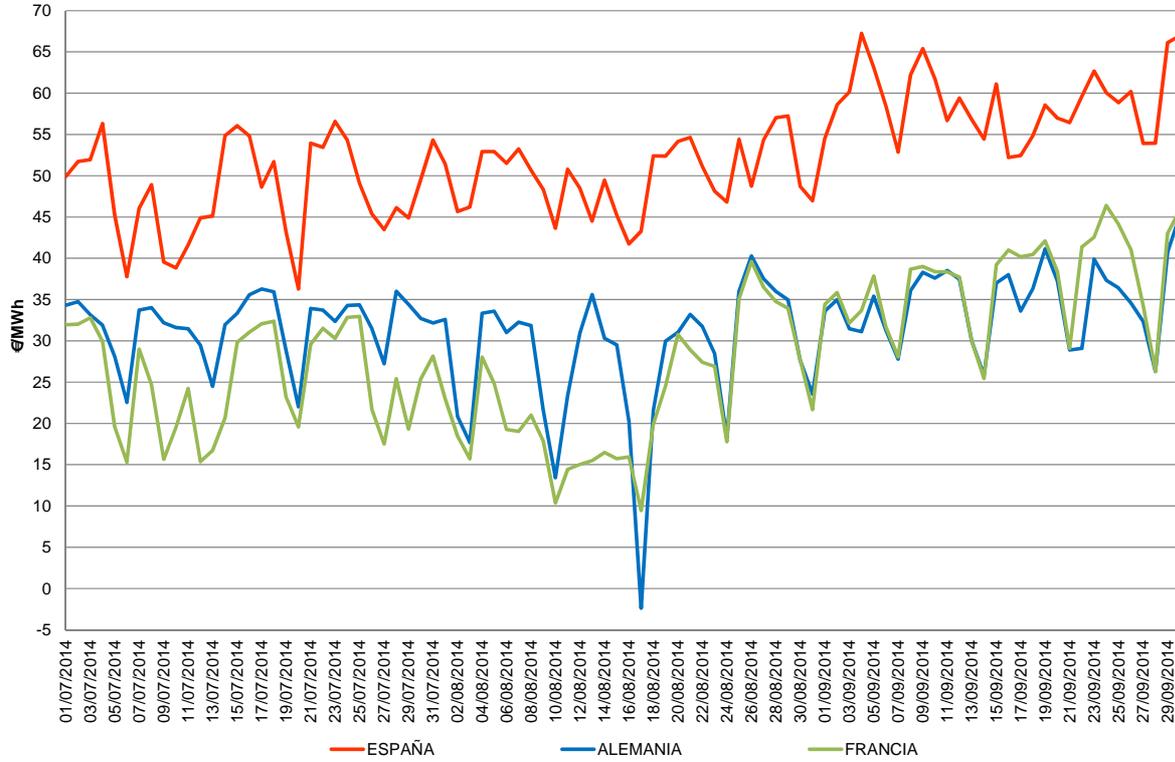
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de septiembre el precio medio del mercado diario en España, 58,89 €/MWh, ascendió un 18% respecto al registrado en el mes anterior (49,91 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (34,79 €/MWh) y del mercado francés (37,22 €/MWh), los cuales mostraron, asimismo, un comportamiento ascendente (24,6% y 63,5%, 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	septiembre-14	agosto-14	%
	(€/MWh)	(€/MWh)	Variación
España	58,89	49,91	18,0%
Alemania	34,79	27,93	24,6%
Francia	37,22	22,76	63,5%

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 – 30 de septiembre de 2014

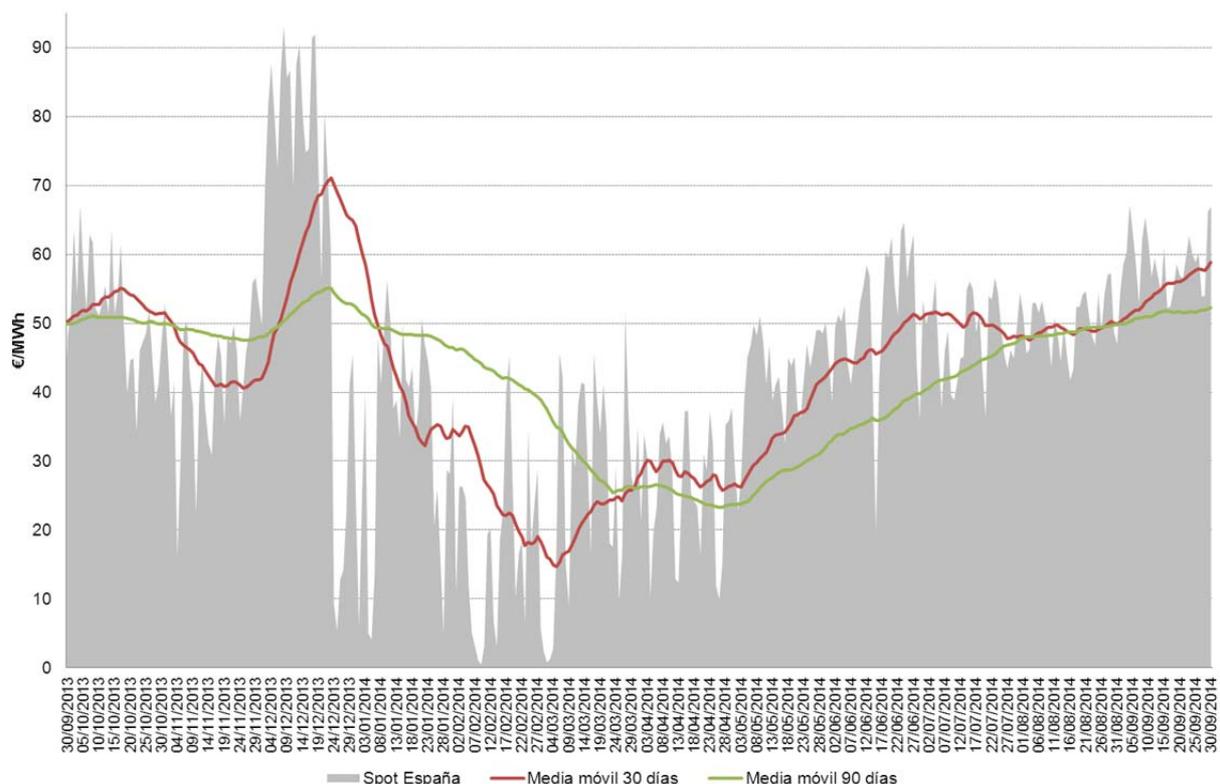


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 30 de septiembre, en 58,89 €/MWh frente a 49,86 €/MWh a 31 de agosto. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 30 de septiembre, en 52,30 €/MWh, mientras que a 31 de agosto dicha media fue 49,80 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 30 de septiembre 2013 – 30 de septiembre 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 CO₂

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 CO₂.

Comentario general

A lo largo del mes septiembre las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent, del carbón, de los derechos de emisión de CO₂ y del gas natural (en este caso, con la excepción del contrato mensual con vencimiento más próximo) registraron una tendencia descendente.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses registraron, en el mes de septiembre, un descenso del 8,3% y 8%, respectivamente, situándose, el 30 de septiembre, en 94,67 \$/Bbl y 95,86 \$/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 3 de septiembre (incremento del 2,3% para el futuro a 3 meses) y el 16 de septiembre (incremento del 2,5% para el futuro a 1 mes). Por su parte, la mayor variación a la baja de las cotizaciones entre dos sesiones se registró el 30 de septiembre (descenso del 2,6% para el futuro a un mes y del 2,5% para el futuro a tres meses).

La cotización de los contratos a plazo de gas natural en Reino Unido (NBP) mostró, durante el mes de septiembre, un comportamiento en general descendente respecto al mes anterior, con la excepción del contrato de futuros mensual con entrega en octubre de 2014, que presentó una tendencia ascendente (2,1% con respecto al mes anterior). La mayor disminución se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (-4,4% con respecto al mes anterior), situándose en 26,02 €/MWh el 30 de septiembre. Respecto al mes de agosto, la cotización del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2014 disminuyó 2,9% (24,13 €/MWh el 30 de septiembre).

Análogamente, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA con vencimiento en el mes de octubre de 2014, el cuarto trimestre de 2014 y el año 2015 disminuyeron con respecto a los registrados en el mes de agosto. La cotización del contrato con entrega en octubre de 2014 registró una disminución del 6,2% respecto al mes anterior, cerrando septiembre en 72,08 \$/t. El precio del contrato con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 disminuyó un 4,8%, situándose en 73,29 \$/t el 30 de septiembre. La cotización del contrato anual Cal-15 registró una disminución del 6,3% respecto al mes anterior, cotizando el 30 de septiembre en 73,90 \$/t.

Los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 contabilizaron, en el mes de septiembre, una disminución media del 9,2%. La cotización máxima mensual de dichos contratos se registró el 1 de septiembre:

6,42 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-14 y 6,57 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-15. La cotización mínima mensual de dichos contratos se registró el 23 de septiembre: 5,67 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-14 y 5,78 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-15.

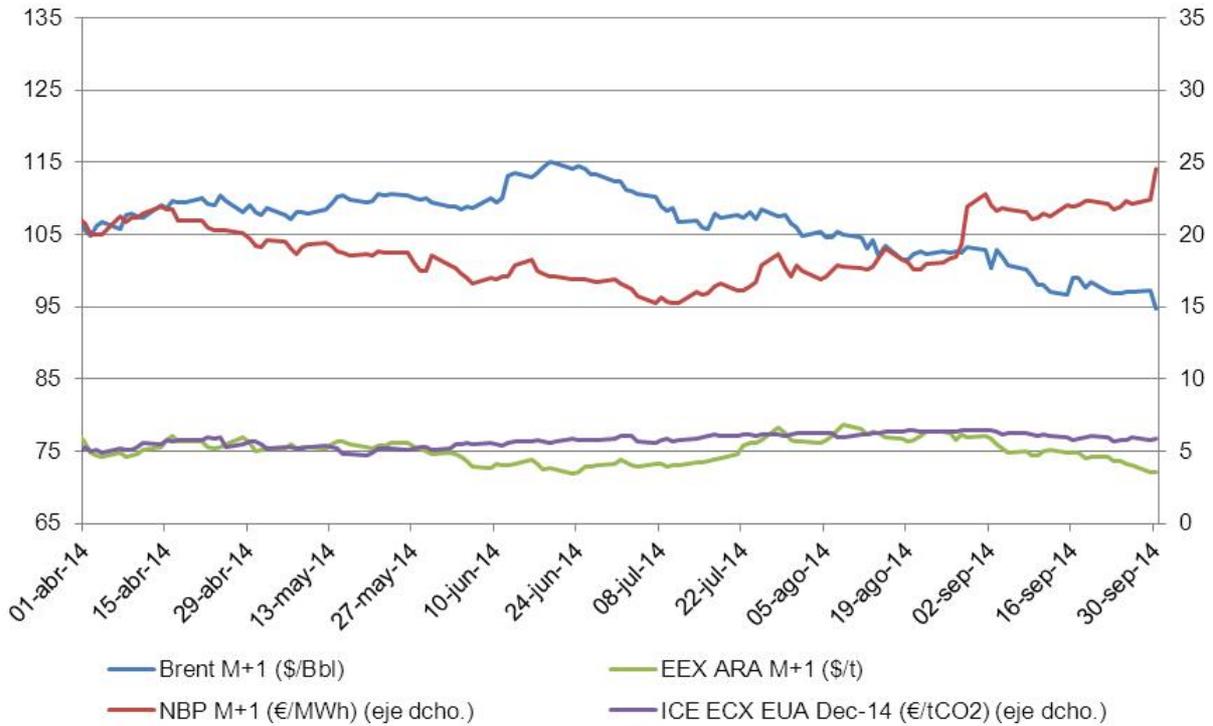
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en septiembre de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en agosto de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-sep-14	Mín.	Máx.	29-ago-14	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl	30-sep-14	Mín.	Máx.	29-ago-14	Mín.	Máx.	sep. vs ago.
Brent Spot	94,80	94,59	101,43	101,32	98,62	103,57	-6,4%
Brent entrega a un mes	94,67	94,67	102,79	103,19	101,56	105,44	-8,3%
Brent entrega a tres meses	95,86	95,86	103,84	104,17	102,72	106,53	-8,0%
Gas natural Europa €/MWh	30-sep-14	Mín.	Máx.	29-ago-14	Mín.	Máx.	sep. vs ago.
Gas NBP Spot	21,65	19,26	21,93	19,53	15,94	19,53	10,9%
Gas NBP entrega Oct-14	22,38	21,10	22,83	21,93	20,14	22,57	2,1%
Gas NBP entrega Q4-14	24,13	24,01	25,39	24,85	23,33	25,66	-2,9%
Gas NBP entrega Q1-15	26,02	26,02	27,55	27,21	26,12	28,15	-4,4%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	30-sep-14	Mín.	Máx.	29-ago-14	Mín.	Máx.	sep. vs ago.
Carbón entrega Oct-14	72,08	72,08	77,18	76,88	76,20	78,65	-6,2%
Carbón entrega Q4-14	73,29	73,23	77,25	76,95	76,28	78,70	-4,8%
Carbón entrega 2015	73,90	73,90	79,12	78,90	78,43	80,75	-6,3%
CO₂ ICE EUA €/tCO₂	30-sep-14	Mín.	Máx.	29-ago-14	Mín.	Máx.	sep. vs ago.
Dchos. emisión EUA Dic-2014	5,84	5,67	6,42	6,41	5,96	6,46	-8,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2015	5,94	5,78	6,57	6,56	6,11	6,62	-9,5%

- 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 Oct-14 fue a 29/09/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX). La última cotización del contrato con entrega en Q4-14 fue el 26/09/14.
- Precios de los derechos de emisión de CO₂ 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 CO₂.
 Periodo: 1 abril 2014 – 30 septiembre 2014**



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

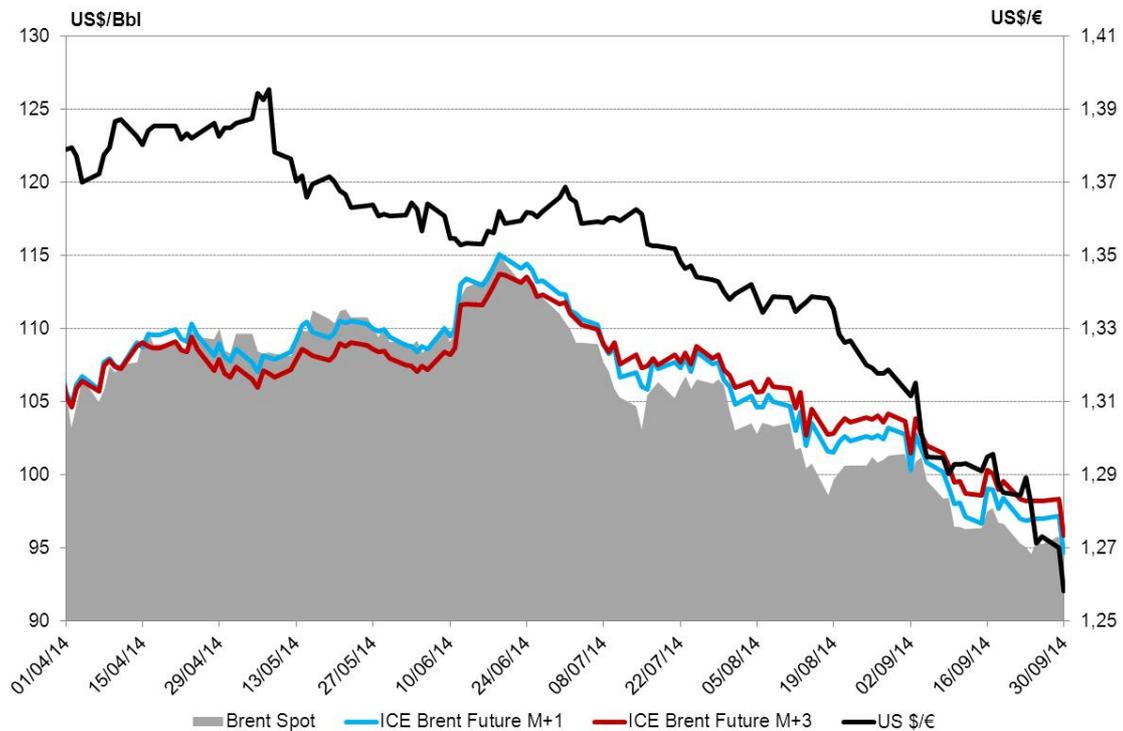
En el mes de septiembre la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 94,6 – 101,4 \$/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 24 de septiembre y la máxima el 1 de septiembre.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 94,7 – 103,8 \$/Bbl. El precio mínimo se registró el 30 de septiembre, mientras que el máximo correspondió a la cotización del 3 de septiembre.

La evolución del tipo de cambio \$/€ registró una tendencia descendente (apreciación del dólar) desde 1,32 \$/€, el 3 de septiembre, hasta 1,26 \$/€, el 30 de septiembre.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de septiembre, en el rango 74,86 – 78,98 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 15 de septiembre y el máximo el 4 de septiembre.

Gráfico 20. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).
Periodo: 1 abril 2014 – 30 septiembre 2014



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

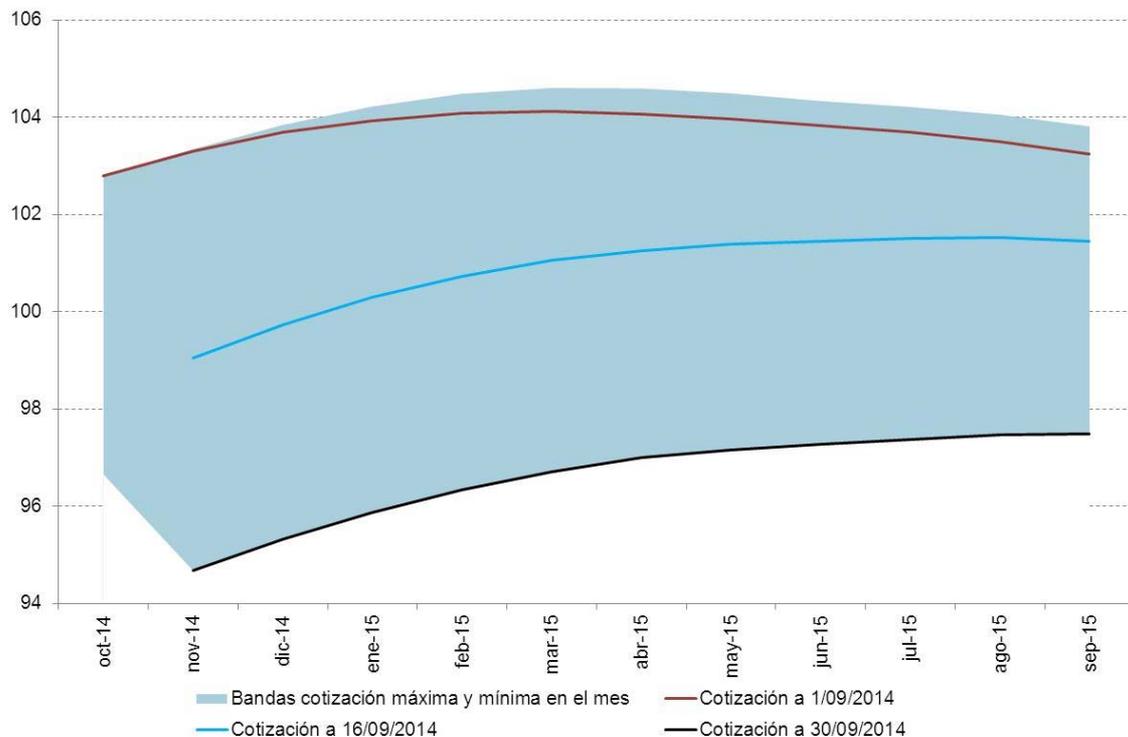
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo, cabe destacar el menor crecimiento de la producción industrial china, el incremento de inventarios y el empeoramiento de los datos de empleo en EEUU, así como una menor demanda global y la existencia de amplios suministros.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de septiembre. A 30 de septiembre, 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 94,67 \$/Bbl y 97,49 \$/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (septiembre de 2015) fluctuó en el rango 97,49 – 103,81 \$/Bbl, cerrando en 97,49 \$/Bbl el 30 de septiembre.

En el periodo considerado de cotización (septiembre), 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 6,1 – 8,7 \$/Bbl.

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



Nota: el último día de cotización del contrato oct-14 es el 15 de septiembre, por lo que la curva a plazo a 30/09/2014 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 septiembre, mientras que la cotización del futuro mensual de gas para el Punto Nacional de Balance en Reino Unido (NBP) con vencimiento más cercano (octubre de 2014) mostró una tendencia ascendente, al igual que el precio spot, los precios de los contratos a plazo de gas con vencimiento más lejano (Q4-14 y Q1-15) registraron una tendencia descendente, que estaría justificada por las elevadas entradas de gas en Europa.

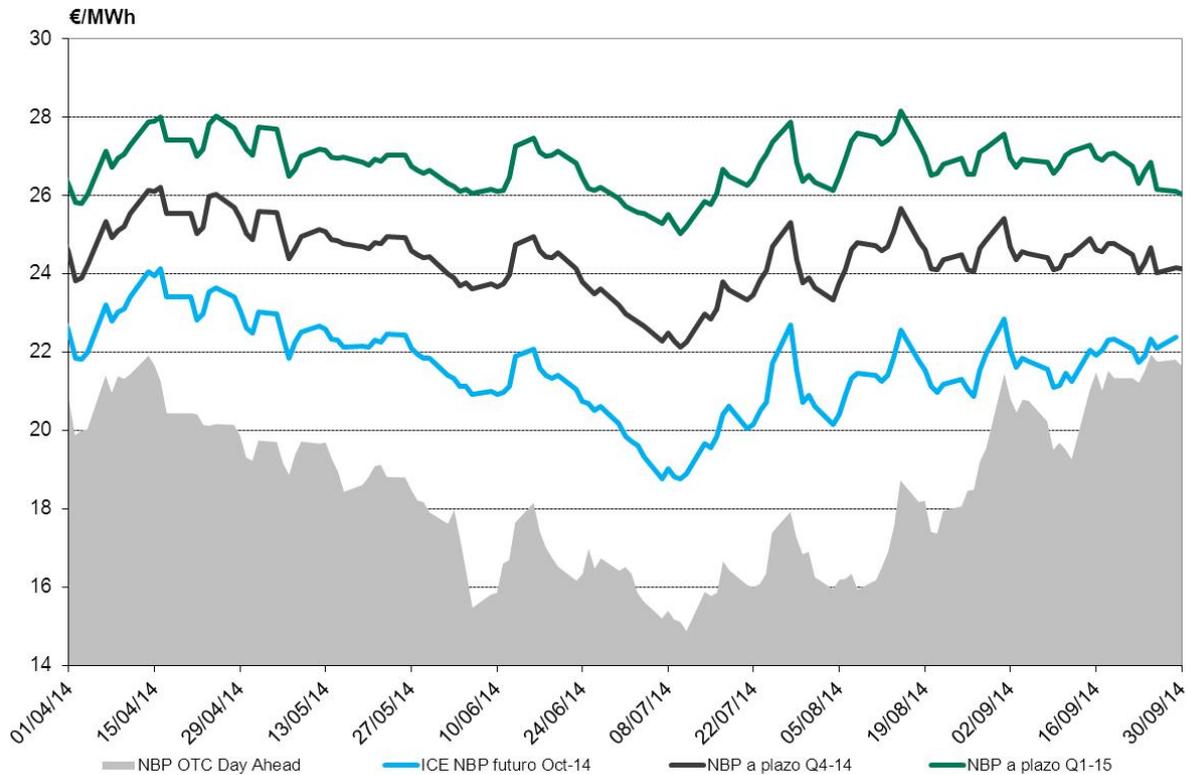
El 30 de septiembre, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en octubre de 2014 registró una cotización de 22,38 €/MWh (un 2,1% superior a la del 29 de agosto).

Por su parte, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) osciló en el rango 24,01 – 25,39 €/MWh (mínimo registrado el 23 de septiembre y máximo contabilizado el 1 de septiembre), con una disminución del 2,9% respecto a su cotización en el mes de agosto.

El contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), presentó un valor mínimo el día 30 y un máximo el día 1, oscilando en el rango 26,02 – 27,55 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (26,02 €/MWh) fue un 4,4% inferior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q1-15 se situaron 2,3 €/MWh por encima de los precios del contrato Q4-14 (véase Gráfico 22).

Gráfico 22. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en octubre 2014 y trimestrales Q4-14 y Q1-15 (en €/MWh).

Periodo: 1 abril 2014 – 30 septiembre 2014

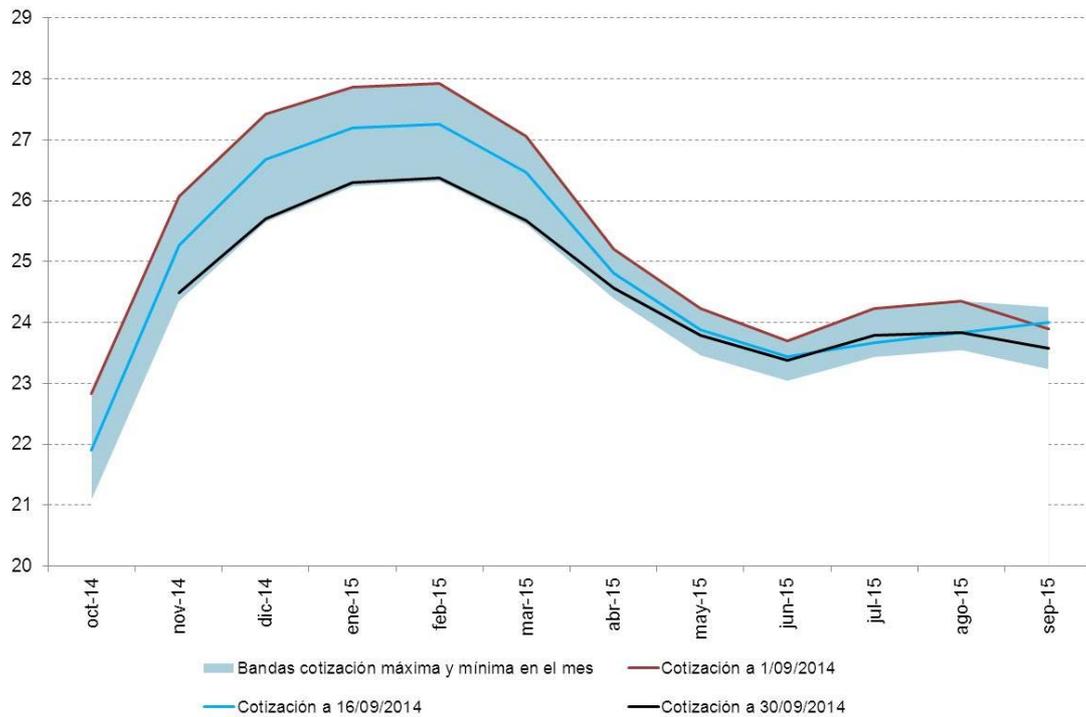


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 30 de septiembre, 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 noviembre de 2014 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascendieron desde 24,50 €/MWh hasta 26,38 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de febrero de 2015 su evolución es descendente hasta junio de 2015 (23,38 €/MWh), incrementándose posteriormente, hasta superar en el mes de julio de 2015 el nivel de 23,5 €/MWh.

En el periodo considerado de cotización (septiembre), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 1,23 €/MWh.

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



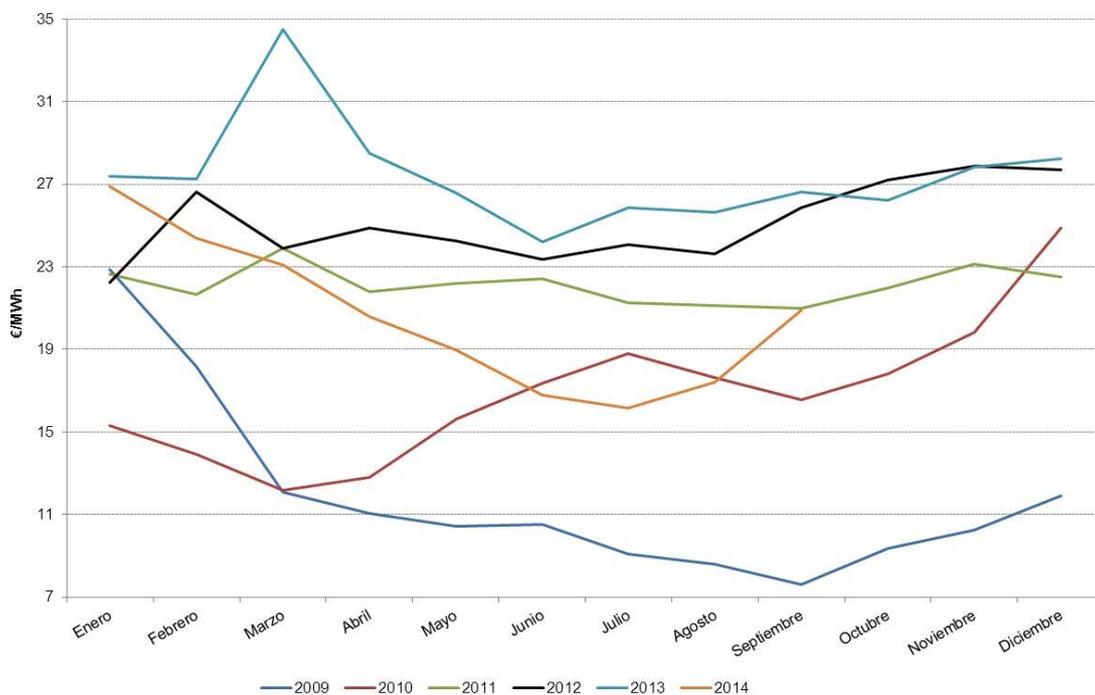
Nota: el último día de cotización del contrato oct-14 es el 29 de septiembre, por lo que la curva a plazo a 30/09/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de septiembre los precios spot del gas natural en el Reino Unido se mantuvieron en un rango de 19,26 – 21,93 €/MWh (valor mínimo registrado el día 12 y valor máximo contabilizado el día 25). La cotización a 30 de septiembre (21,65 €/MWh) se situó un 10,9% por encima de la cotización a 29 de agosto.

La cotización media del mes de septiembre (20,91 €/MWh) fue un 21,5% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (26,64 €/MWh), y un 20,1% superior a la cotización media del mes de agosto de 2014 (17,41 €/MWh).

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



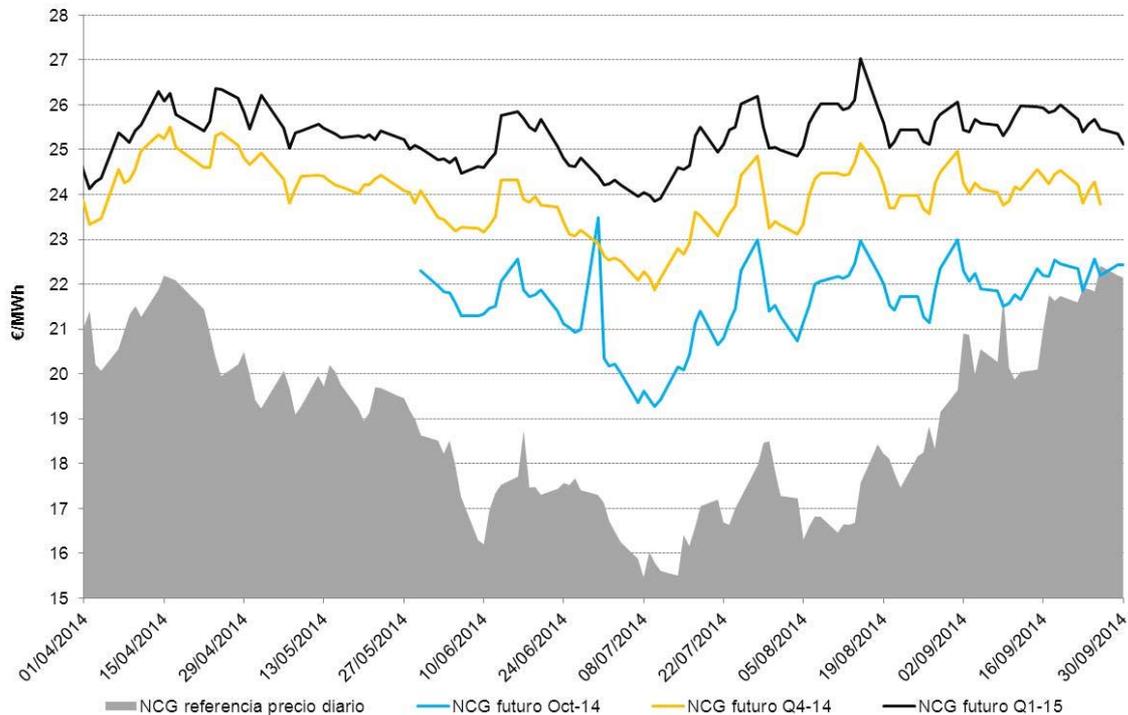
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de septiembre, la cotización en EEX del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) osciló en el rango 23,77 – 24,96 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 9 y 1 de septiembre). El 26 de septiembre su cotización se situó en 23,79 €/MWh, un 2,9% inferior a la registrada al cierre del mes de agosto.

Análogamente, el contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), registró una cotización mínima de 25,31 €/MWh, el 9 de septiembre, y una cotización máxima de 26,06 €/MWh el 1 de septiembre. En media, la cotización del contrato Q1-15 fue 1,48 €/MWh superior a la del contrato Q4-14 (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 septiembre, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) aumentó con respecto al mes anterior (5,81 €/MWh en septiembre frente a un diferencial de 2,69 €/MWh en agosto). Esto es debido al mayor incremento promedio mensual registrado en los precios de la zona sur con respecto al mes anterior, frente al incremento medio en los precios de la zona norte.

Durante todo el mes de septiembre 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 27,34 €/MWh, con un incremento del 34% respecto al mes anterior (20,48 €/MWh). Por su parte, el precio de la zona norte se situó en 21,53 €/MWh, incrementándose un 21% respecto al mes anterior (17,79 €/MWh).

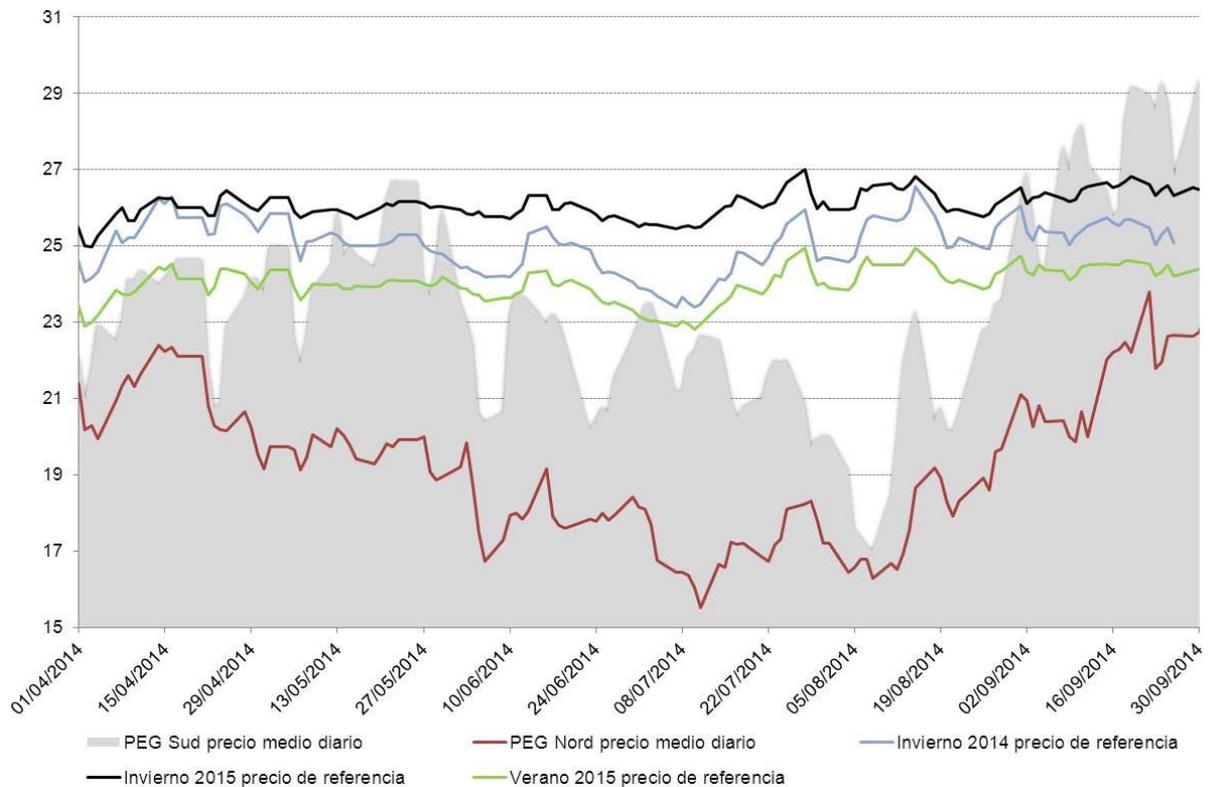
La cotización del contrato de futuro estacional invierno 2014, que abarca el cuarto trimestre de 2014 y el primero de 2015, con subyacente el precio spot en la zona norte, presentó una tendencia descendente. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró en 25,06 €/MWh (el 26 de septiembre), lo que supone una

disminución del 2,3% respecto el precio de cierre del mes anterior (25,66 €/MWh el 29 de agosto).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró un incremento del 0,2%, cotizando en 24,38 €/MWh el 30 de septiembre, frente a 24,33 €/MWh el 29 de agosto.

En media, en el mes de septiembre, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y el contrato verano 2015 se situó en 1,02 €/MWh. En el tercer trimestre de 2014 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

Desde el último trimestre de 2013 los precios del GNL para el sudoeste de Europa (referencia SWE publicada por *Energy Intelligence*) mostraron una tendencia alcista, hasta el 13 de enero de 2014.

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 dicho mes. Así, la cotización del GNL SWE en el mes de septiembre se incrementó un 20,2% respecto al mes anterior.

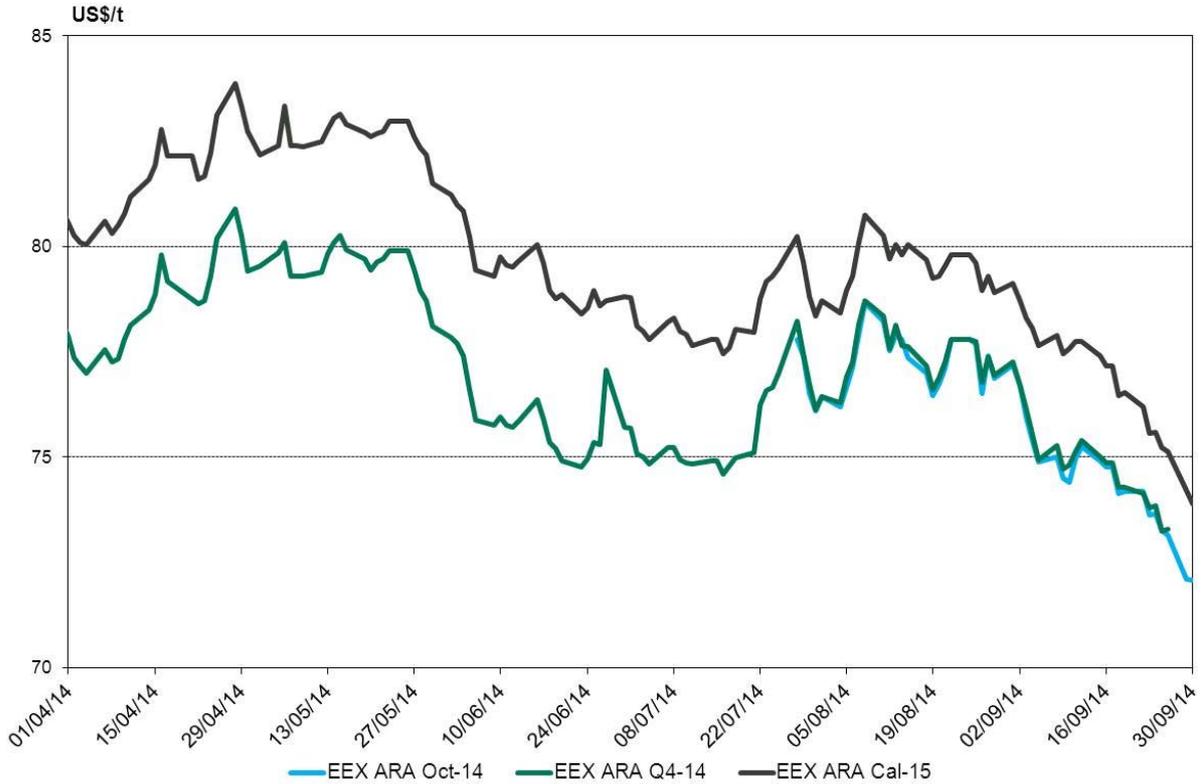
En el mismo periodo, los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA publicada por *Energy Intelligence*) registraron, por los mismos motivos, un incremento del 29,1%.

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de septiembre, la cotización en EEX del contrato a plazo de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) mostró una tendencia descendente, cotizando a 73,29 \$/t el 30 de septiembre. Respecto al mes anterior, la disminución experimentada en la cotización del contrato (en \$/t) fue del 4,8%.

El diferencial de precio entre el contrato anual, con vencimiento en 2015, y el contrato trimestral, con vencimiento en el Q4-14, se situó en el rango 1,74 – 2,76 \$/t. La cotización del contrato anual Cal-15 a 30 de septiembre (73,90 \$/t) se situó un 6,3% por debajo de la cotización al cierre del mes anterior (78,90 \$/t a 29 de agosto), oscilando durante el mes de septiembre en el rango 73,90 – 79,12 \$/t.

**Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t).
 Periodo 1 abril 2014 – 30 septiembre 2014**



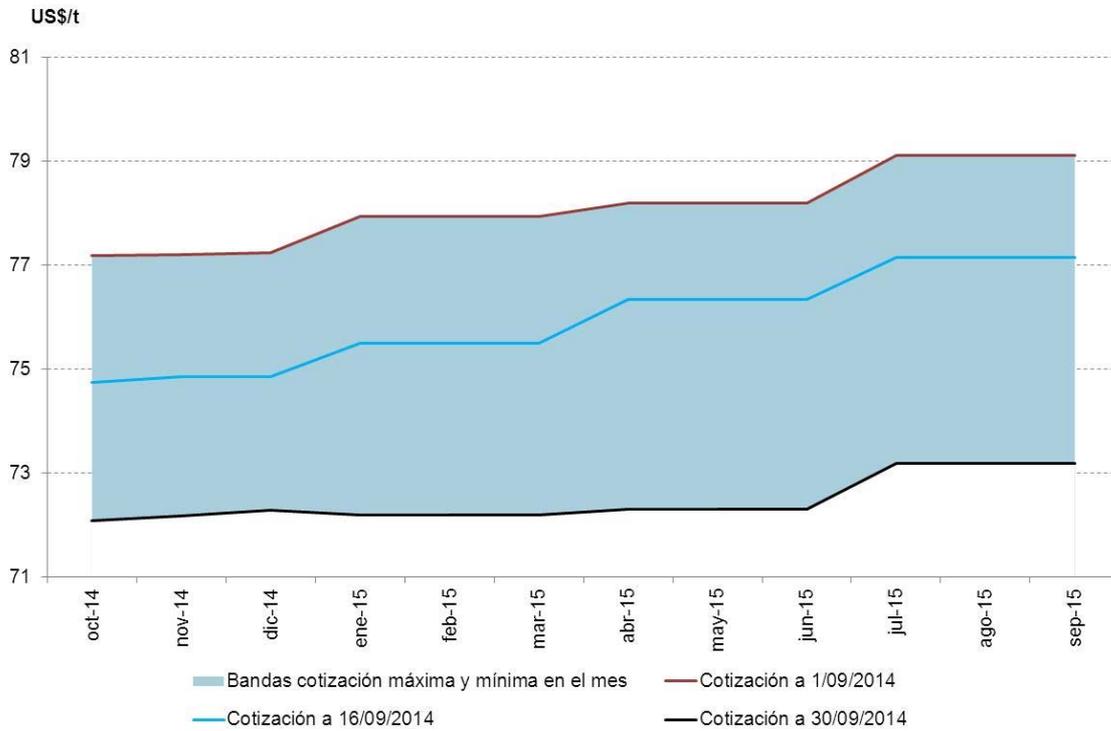
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el descenso de los precios del carbón durante el mes de septiembre destacan las elevadas existencias en Europa, la menor demanda de China, la disponibilidad de cargamentos desde Colombia y Sudáfrica, así como la disminución de los precios del petróleo y el gas.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de septiembre. A 30 de septiembre, la estructura de dicha curva a plazo, con un rango de variación entre 72,08 \$/t y 73,18 \$/t, muestra una estabilización de precios hasta junio de 2015. Por su parte, en julio de 2015 la curva a plazo muestra incremento de los precios del carbón, que se estabilizarían en el entorno del precio alcanzado en dicho mes, durante los meses de agosto y septiembre de 2015.

En el periodo considerado de cotización (septiembre), 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 5,0 – 5,9 \$/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 CO₂

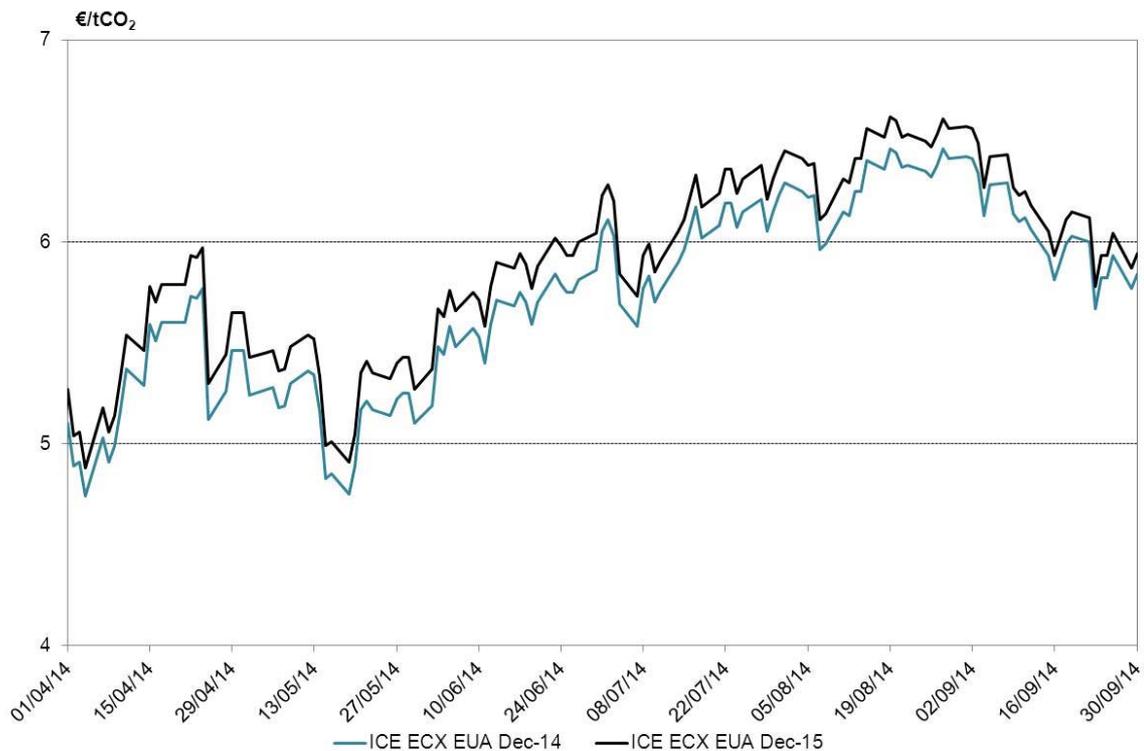
Durante el mes de septiembre, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA mostró una tendencia descendente.

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 5,67 – 6,42 €/tCO₂, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 5,78 – 6,57 €/tCO₂. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 23 y el 1 de septiembre, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostró una tendencia descendente, pasando de 0,15 €/tCO₂ el 1 de septiembre a 0,10 €/tCO₂ el 30 de septiembre.

A cierre del mes de septiembre (día 30) la cotización del contrato EUA Dic-14 (5,84 €/tCO₂) contabilizó una disminución del 8,9% respecto a la registrada el 29 de agosto (6,41 €/tCO₂). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (5,94 €/tCO₂ a 30 de septiembre) disminuyó un 9,5% respecto a la registrada el 29 de agosto (6,56 €/tCO₂).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 abril 2014 – 30 septiembre 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

Entre los factores que influyeron en la disminución de los precios de los derechos de emisión de CO₂, se destaca el descenso en los precios del mercado eléctrico alemán y en los mercados de combustibles energéticos, la bajada de los tipos de interés por el Banco Central Europeo y el retraso del voto sobre la creación de la Reserva de Estabilidad de Mercado hasta febrero de 2015, por parte del comité de medioambiente del Parlamento Europeo.

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)

Respecto al mes anterior (26/09/14 vs. 29/08/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) registró un incremento del 2,6%, situándose en 50,12 €/MWh el 26 de septiembre.

Por el contrario, 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 CO₂, así como los costes de transporte, peajes, O&M e impuestos) disminuyó un 3% entre el 29 de agosto y el 26 de septiembre.

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 – disminuyó un 1,7% entre el 29/08/14 y el 26/09/14.

Respecto al mes anterior (30/09/14. vs. 29/08/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró una disminución del 0,4% (47,75 €/MWh a 30 de septiembre), 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 CO₂) que disminuyó un 0,9% 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 2,2% entre el 29/08/14 y el 30/09/14.

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 septiembre 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 y agosto 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 y julio de 2014.

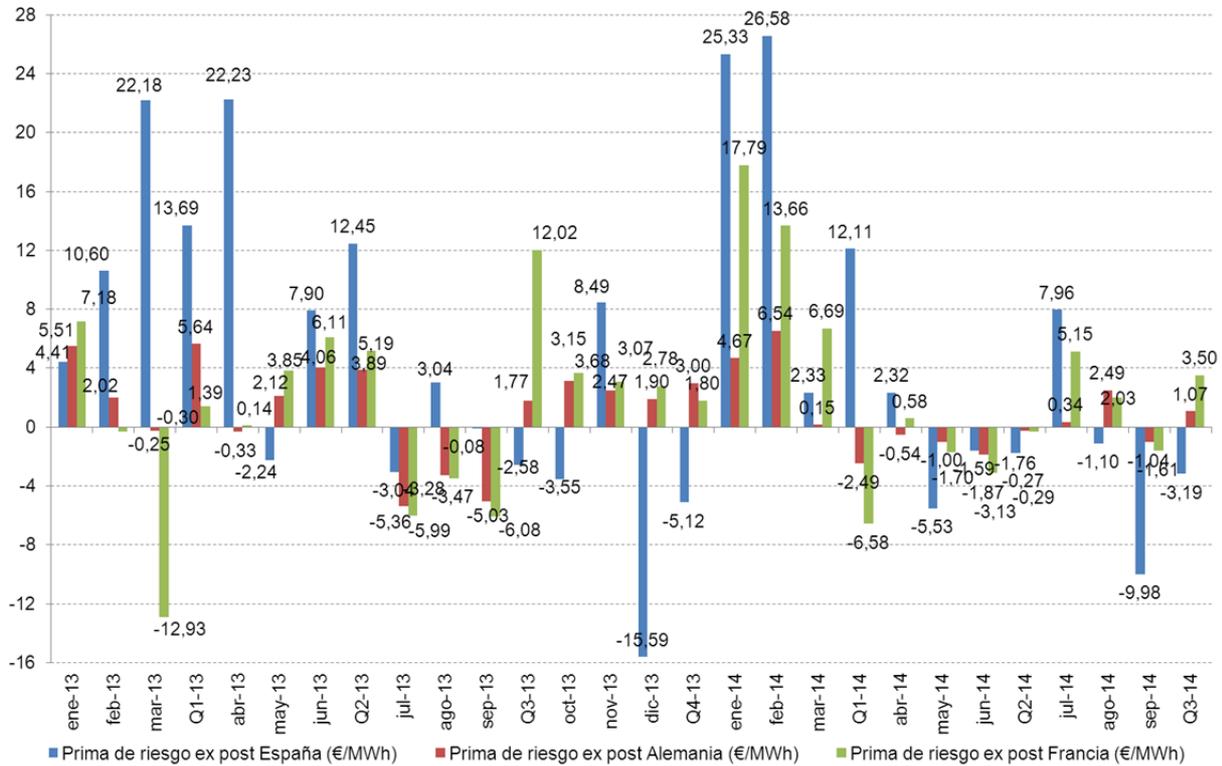
En el mes de septiembre de 2014, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 9,98 €/MWh. Asimismo, en los mercados alemán y francés la prima de riesgo ex post del mes de septiembre se situó en valores negativos (1,04 €/MWh y 1,61 €/MWh, respectivamente).

Cuadro 6. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y de enero a septiembre 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 periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
ene-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

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-septiembre de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot



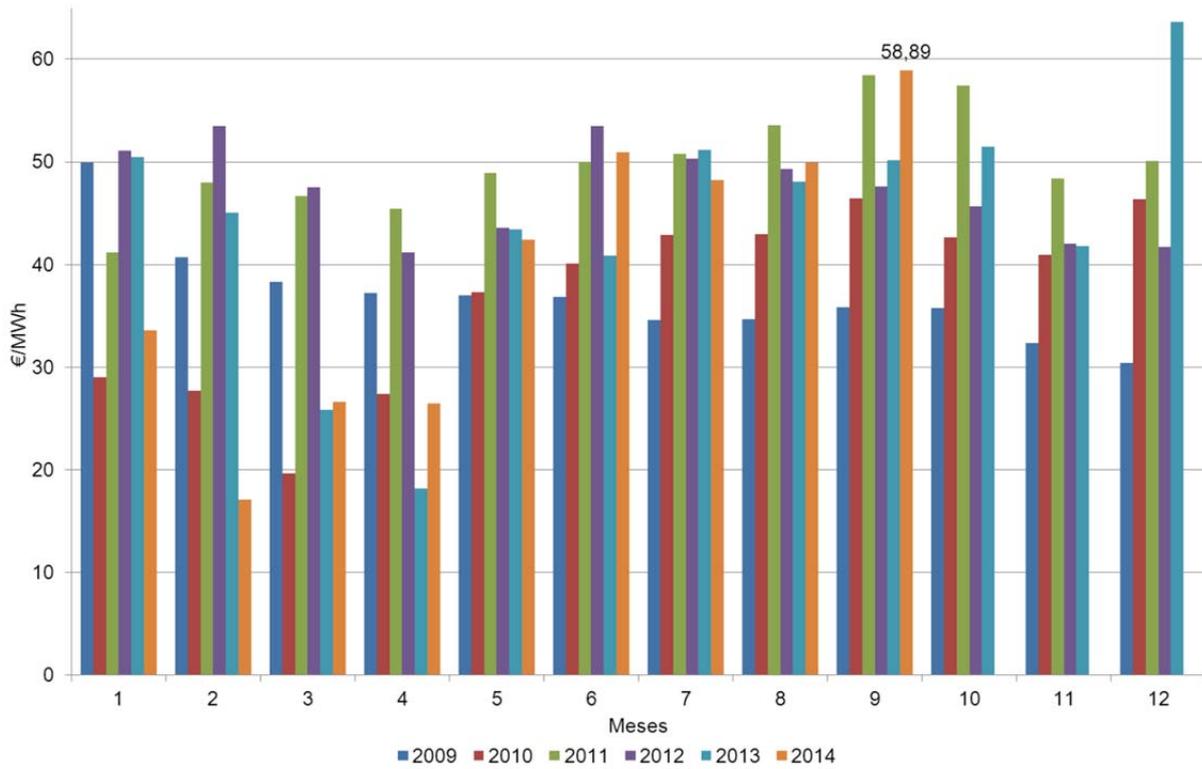
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

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 septiembre de 2014.

En el mes de septiembre de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 58,89 €/MWh, un 18% superior al precio spot medio mensual registrado en agosto de 2014 (49,91 €/MWh) y un 17,3% superior al precio spot medio registrado en septiembre de 2013 (50,20 €/MWh).

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

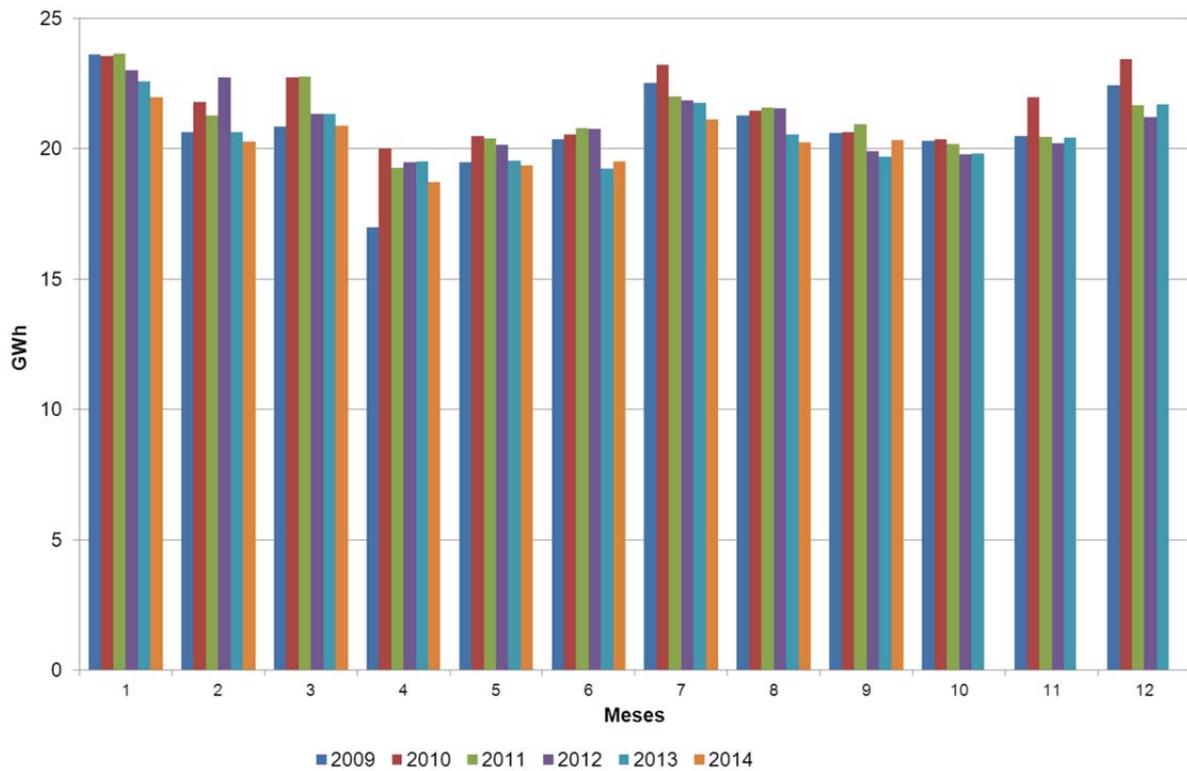


Fuente: OMIE

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

En el mes de septiembre, la demanda en b.c. se cifró en 20.318 GWh, lo que supone un 0,3% superior que el valor registrado en el mes de agosto (20.249 GWh) y un 3,3% superior que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (19.678 GWh en septiembre de 2013).

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

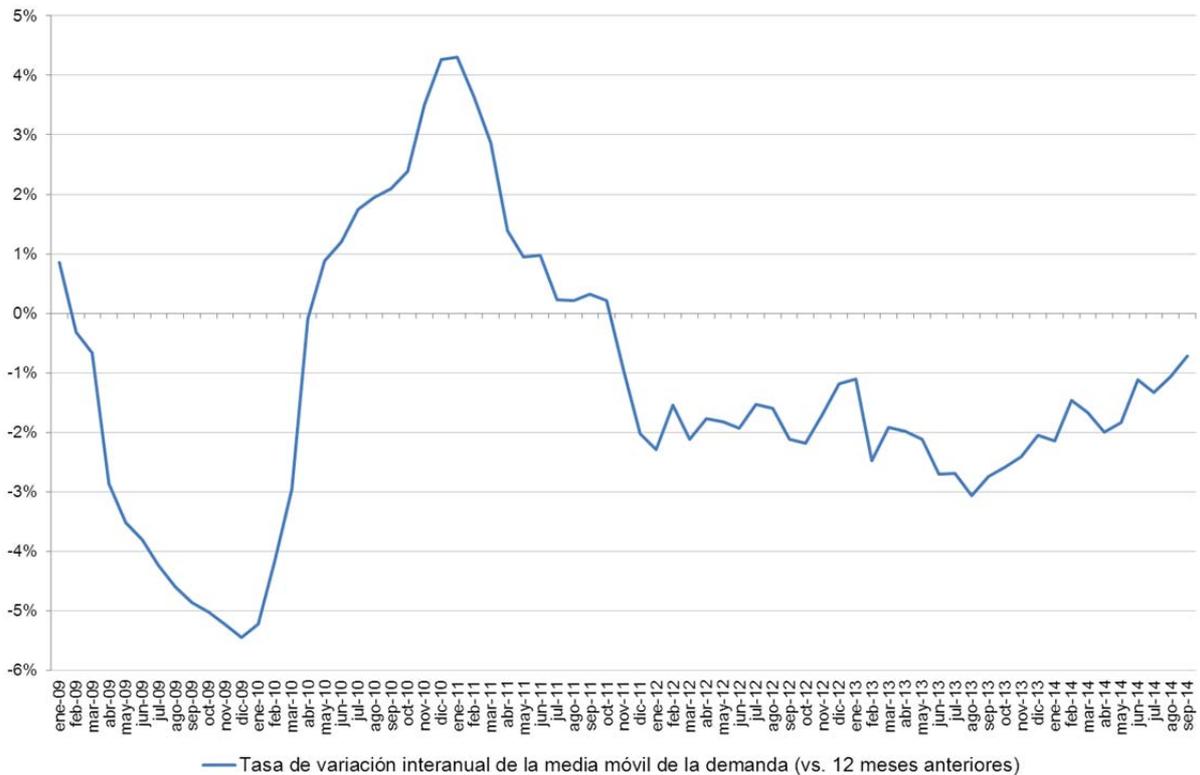


Fuente: REE

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

En el mes de septiembre, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -0,7%, frente al -1,1%, del mes de agosto.

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 de 2014, agosto de 2014 y septiembre de 2013. Por su parte, en el Gráfico 34 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y septiembre de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de septiembre de 2014 destacó el incremento de la producción con ciclos combinados (+20,7%), nuclear (+13,8%) y carbón (+13,7%). Por el contrario, las tecnologías hidroeléctricas y eólica redujeron su aportación (-11,3% y -25,9%, respectivamente).

El incremento de la demanda y de la generación con tecnologías de costes marginales altos, presionó al alza el precio del mercado spot en el mes de septiembre respecto al mes anterior.

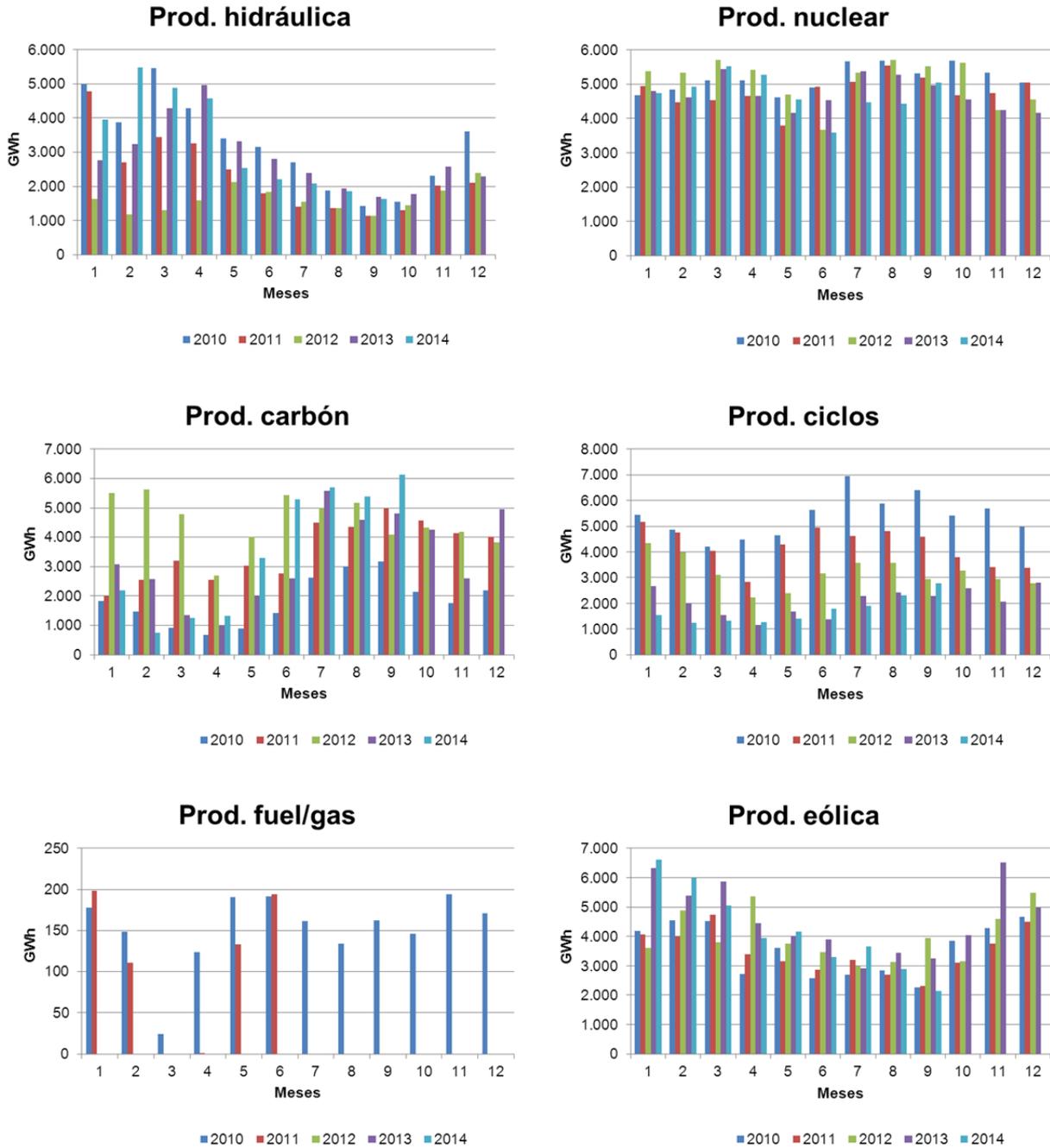
Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías² y demanda de transporte (b.c.) mensual

	sep-14	ago-14	sep-13	% Var. sep-14 vs. ago-14	% Var. sep-14 vs. sep-13
Hidráulica	1.640	1.852	1.700	-11,4%	-3,5%
Nuclear	5.044	4.433	4.964	13,8%	1,6%
Carbón	6.122	5.384	4.808	13,7%	27,3%
CCGT	2.777	2.300	2.281	20,7%	21,7%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	3.777	4.320	4.472	-12,6%	-15,5%
Resto hidráulica	355	398	-	-10,8%	-
Eólica	2.142	2.891	3.258	-25,9%	-34,3%
Total generación bruta	21.857	21.578	21.483	1,3%	1,7%
Consumos generación	-785	-671	-596	17,0%	31,7%
Consumos en bombeo	-265	-246	-263	7,7%	0,8%
Saldo intercambios internacionales	-349	-247	-831	41,3%	-58,0%
Enlace Península-Baleares	-142	-165	-	-13,9%	-
Total demanda transporte (b.c.)	20.318	20.249	19.678	0,3%	3,3%

Fuente: REE

² 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 septiembre de 2014)



Fuente: REE

