



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

23 de septiembre 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 CO ₂	24
3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent	27
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 CO ₂	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)	39
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 agosto 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 mostraron, asimismo, una tendencia alcista (con la excepción de las del contrato con entrega en el tercer trimestre de 2015, que descendió un 0,5%).

Las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en septiembre y octubre de 2014 aumentaron un 1,2% y 1,7%, respectivamente, situándose a cierre de mes (día 29) en 49,95 €/MWh y 49,25 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, la cotización del contrato trimestral Q4-14 aumentó un 1,5% respecto a la registrada a finales del mes de julio (48,13 €/MWh el día 31), situándose en 48,85 €/MWh a cierre del mes de agosto (29 de agosto) y habiendo registrado una cotización máxima de 49,05 €/MWh el día 28 de agosto.

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 experimentó un leve incremento del 0,2% respecto a la registrada el mes anterior, situándose en 47,95 €/MWh el 29 de agosto.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE AGOSTO DE 2014				MES DE JULIO DE 2014				% Variación últ. cotización ago-14 vs. jul-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
sep-14	49,95	50,30	48,00	48,93	49,35	52,80	49,35	50,34	1,2%
oct-14	49,25	49,60	48,00	48,66	48,43	48,84	47,13	48,22	1,7%
nov-14	48,38	48,50	47,48	47,72	47,59	48,03	46,53	47,43	1,7%
Q4-14	48,85	49,05	48,10	48,47	48,13	48,30	46,90	47,85	1,5%
Q1-15	47,90	48,00	47,25	47,52	47,23	47,53	46,40	47,18	1,4%
Q2-15	43,79	44,00	43,43	43,66	43,49	43,93	43,00	43,52	0,7%
Q3-15	53,14	53,56	52,82	53,31	53,43	54,40	53,30	53,77	-0,5%
Año 2015	47,95	48,05	47,75	47,91	47,85	48,23	47,75	47,98	0,2%
Año 2016	48,35	48,45	47,95	48,25	48,20	48,48	48,00	48,23	0,3%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de julio a 31/07/14. Cotizaciones de agosto a 29/08/14.

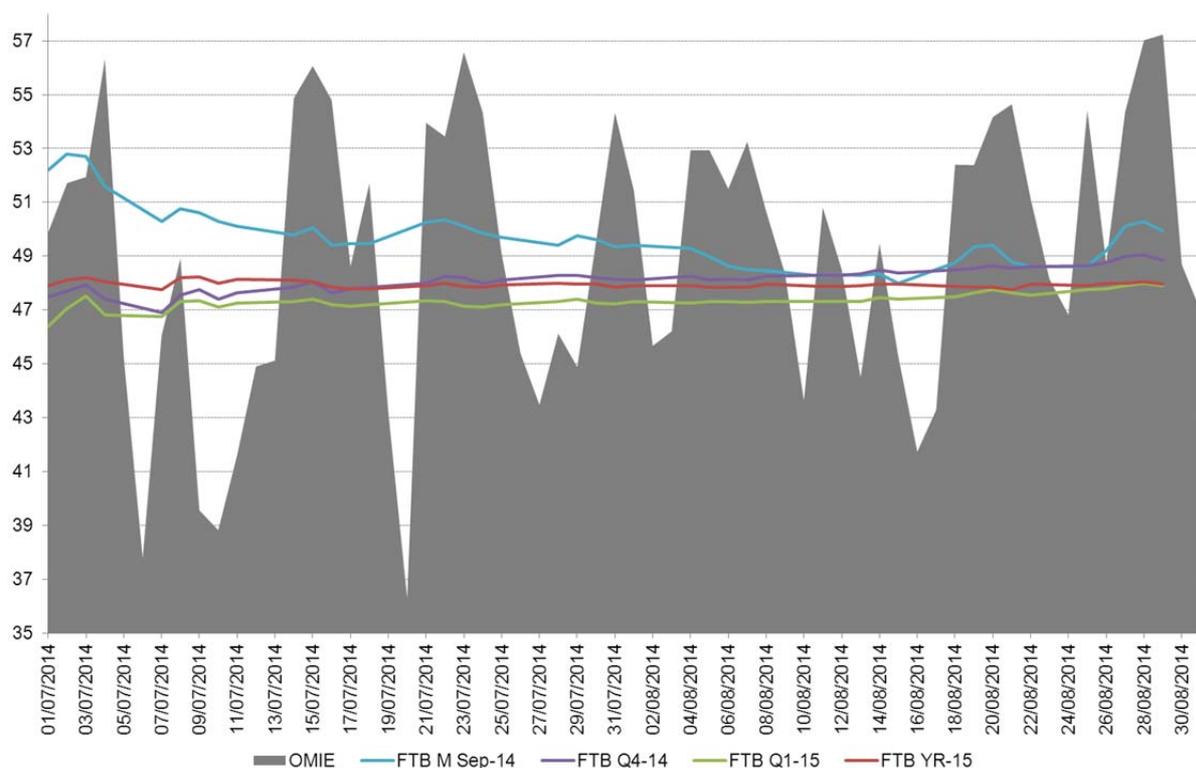
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de agosto el precio medio del mercado diario (49,91 €/MWh) aumentó un 3,5% respecto al registrado en el mes de julio (48,21 €/MWh).

Cabe señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en agosto (31 de julio de 2014), anticipaba un precio medio del mercado diario de 48 €/MWh para dicho mes, un 3,8% inferior al precio spot finalmente registrado en agosto (49,91 €/MWh).

Para el mes de septiembre, la última cotización disponible del contrato con vencimiento en dicho mes (29 de agosto), anticipa un precio medio del mercado diario de 49,95 €/MWh.

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

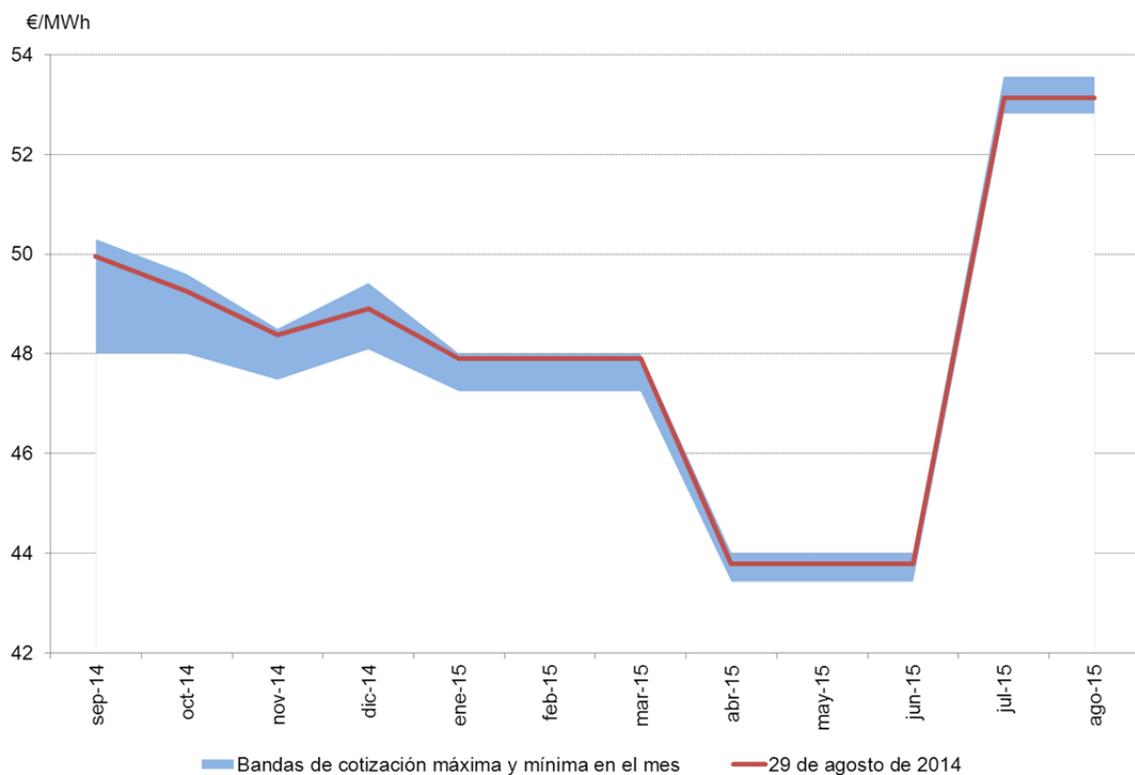


Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y OMIP

El Gráfico 2 muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de agosto. 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 del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2014 osciló en el rango de variación 48-50,30 €/MWh. La cotización de los contratos mensuales con vencimiento en el Q4-14 osciló en el rango 47,48-49,60 €/MWh, la del contrato con vencimiento en el Q1-15 en el rango 47,25-48 €/MWh y la del contrato con vencimiento en el Q2-15 en el rango 43,43-44 €/MWh. Para julio y agosto de 2015, los precios se han situado en el rango 52,82-53,56 €/MWh (cotizaciones basadas en el contrato trimestral Q3-15).

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de agosto 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 julio y agosto de 2014.

En el mes de agosto de 2014 el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 5,7 TWh, un 72,3% inferior al volumen registrado en el mes anterior (20,7 TWh, en julio de 2014), y un 68,5% inferior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (18,2 TWh en agosto de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de agosto de 2014 (197,3 TWh), es un 2,6% superior al negociado en el mismo periodo de 2013 (192,4 TWh) y supone un 60,1% 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 ocho primeros meses de 2014, representa el 122% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 31 de agosto (162 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP el volumen de negociación en continuo en el mes de agosto de 2014 se situó en 0,6 TWh, un 76% inferior al volumen negociado el mes anterior (2,4 TWh, en julio de 2014) y un 72,7% inferior al mismo periodo del año anterior (2,1 TWh, en agosto de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de agosto de 2014 (22,7 TWh)

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.

supone un 55,4% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh) y es un 4,3% inferior al acumulado negociado en los ocho primeros meses de 2013 (23,7 TWh).

Finalmente, en el mes de agosto, 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 1,3 TWh (-51,5% respecto al mes anterior) y 0,8 TWh (-62,5% 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 agosto 2014	Mes anterior julio 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta ago.)	Acumulado año 2013 (hasta ago.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	572,1	2.385,1	-76,0%	22.661,4	23.691,0	-4,3%	40.881,6	55,4%
OTC registrado en OMIClear	1.346,6	2.775,1	-51,5%	32.068,7	23.074,9	39,0%	38.359,1	83,6%
OTC compensado en BME Clearing	774,7	2.064,0	-62,5%	23.441,6	17.694,6	32,5%	33.476,6	70,0%
OTC	5.735,9	20.680,0	-72,3%	197.300,8	192.386,0	2,6%	328.498,7	60,1%

* 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 agosto 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.

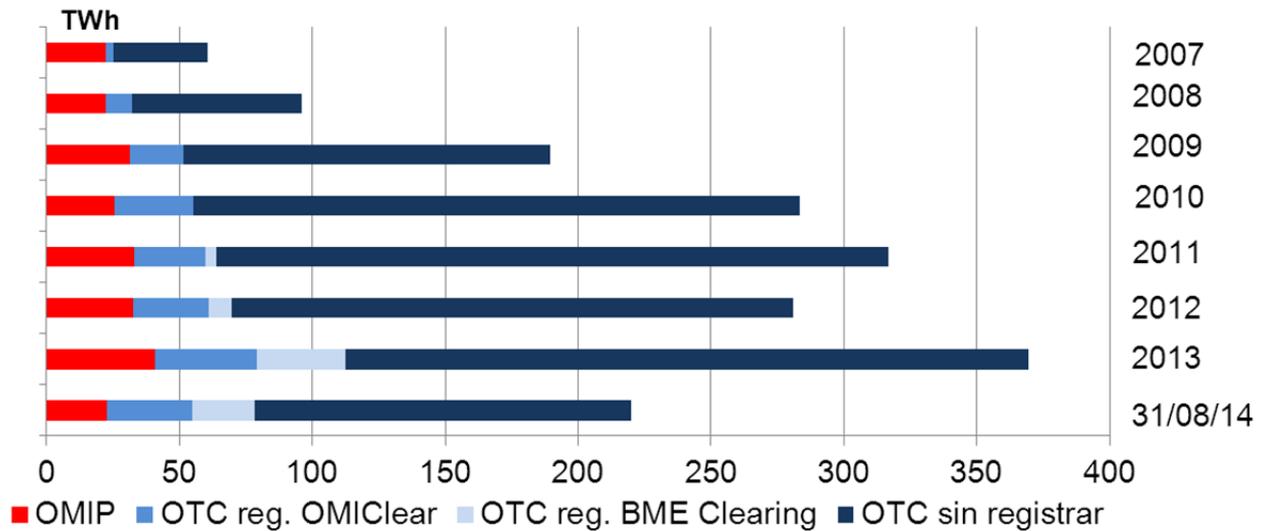
Durante los ocho primeros meses de 2014 el volumen negociado en OMIP representó el 11,5% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el mismo periodo del año 2013 dicho porcentaje fue superior (12,3%), situándose para el conjunto de 2013 en un 12,4%.

Por otro lado, entre enero y agosto de 2014 el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 10,3% 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 OTC ha ido aumentando, de forma que ha pasado de representar un 7,4% en

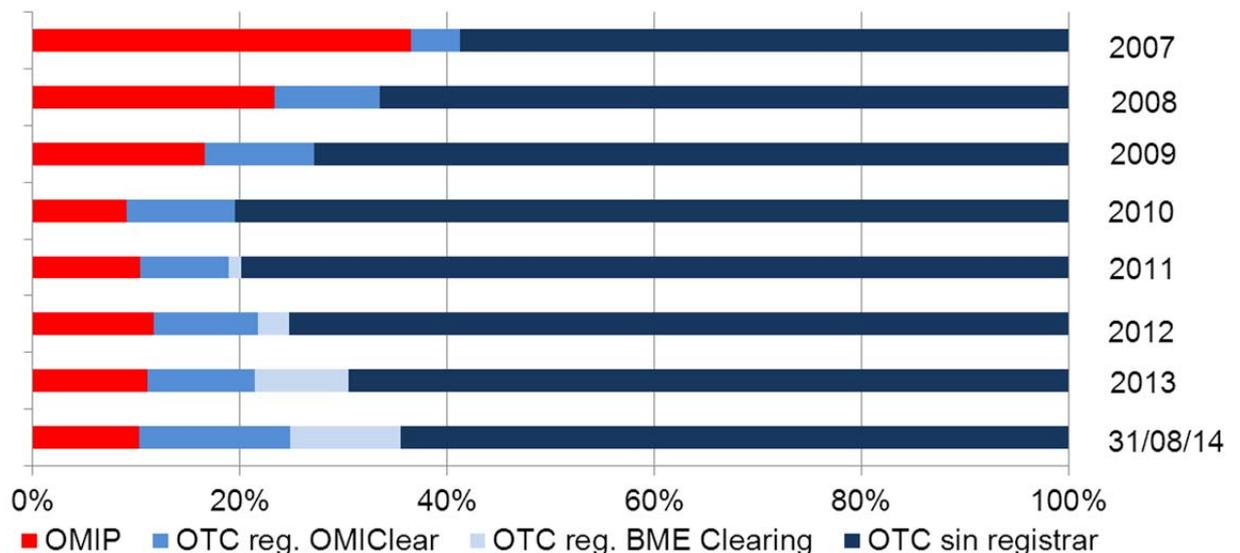
2007 hasta alcanzar un 28,1% en los ocho primeros meses de 2014 (en el mismo periodo de 2013 supuso el 21,2% del total del volumen negociado OTC).

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



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

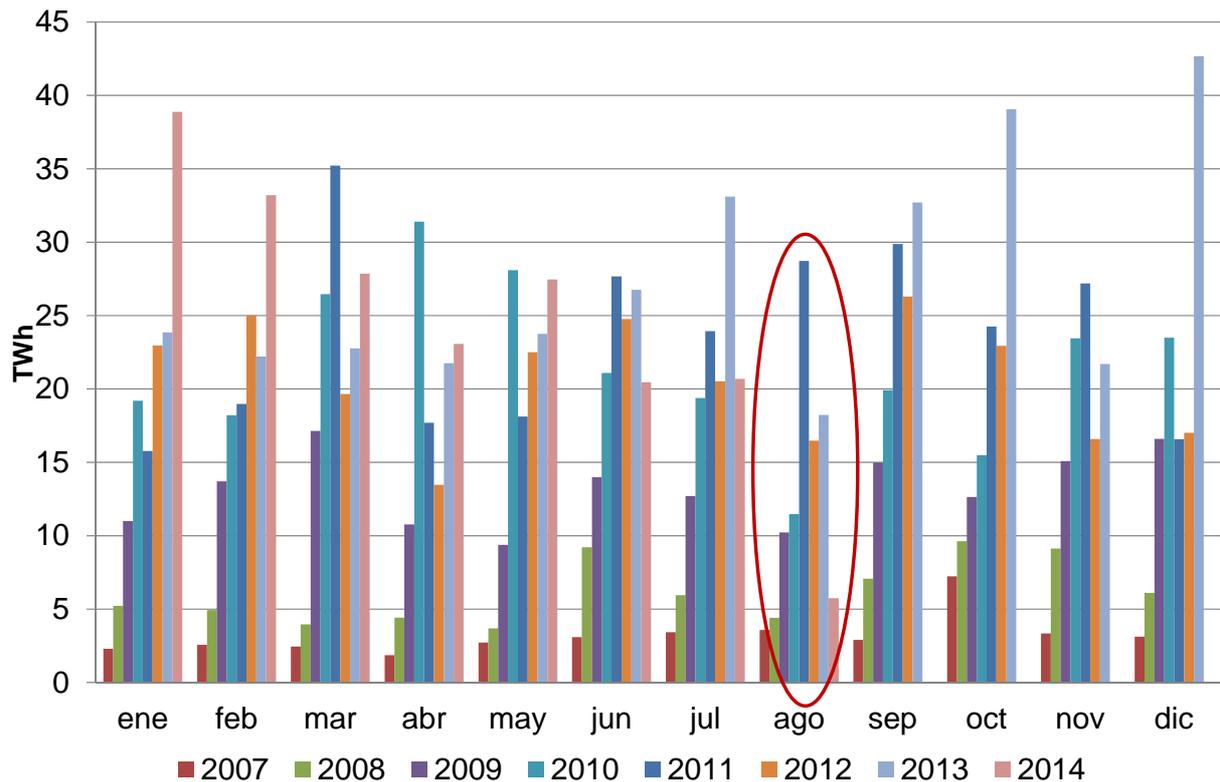
Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a agosto 2014) (en %)



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 agosto de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (5,7 TWh) se redujo un 68,5% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (18,2 TWh, en agosto de 2013).

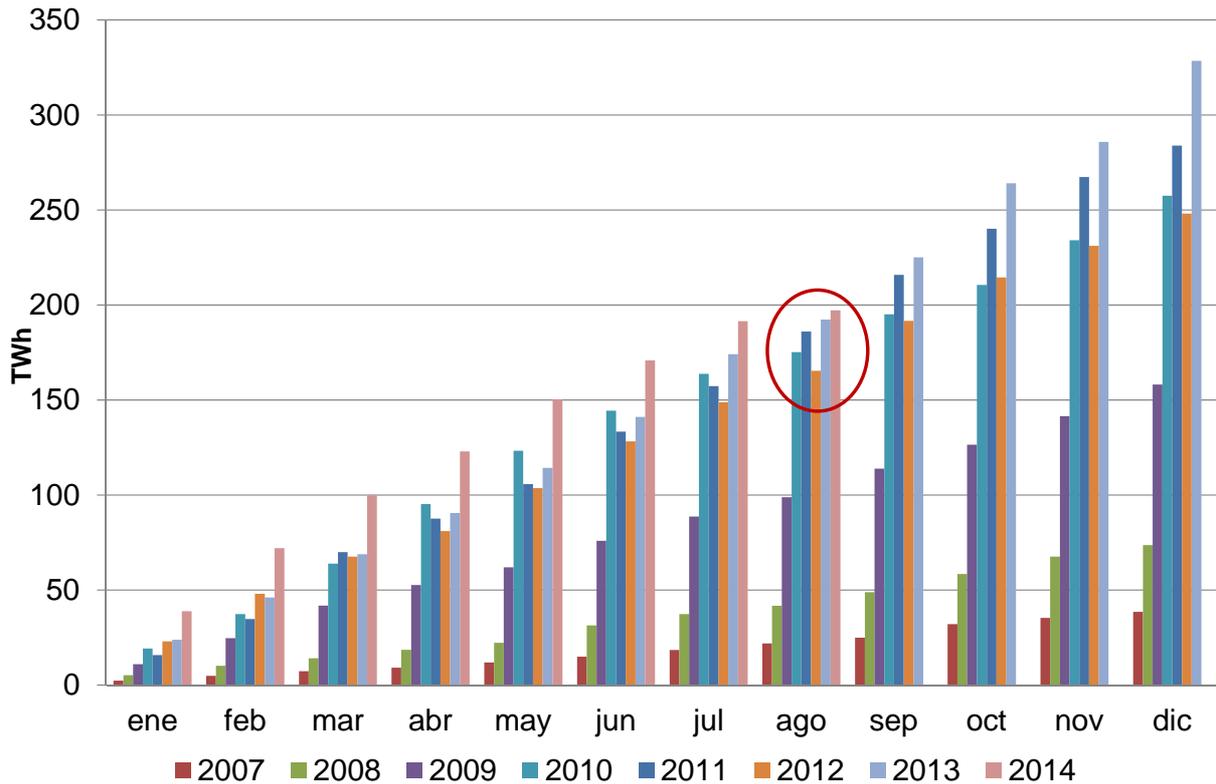
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a agosto 2014)



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 un incremento de un 2,6% en el volumen acumulado negociado en los ocho primeros meses de 2014 (197,3 TWh) respecto al mismo periodo de 2013 (192,4 TWh).

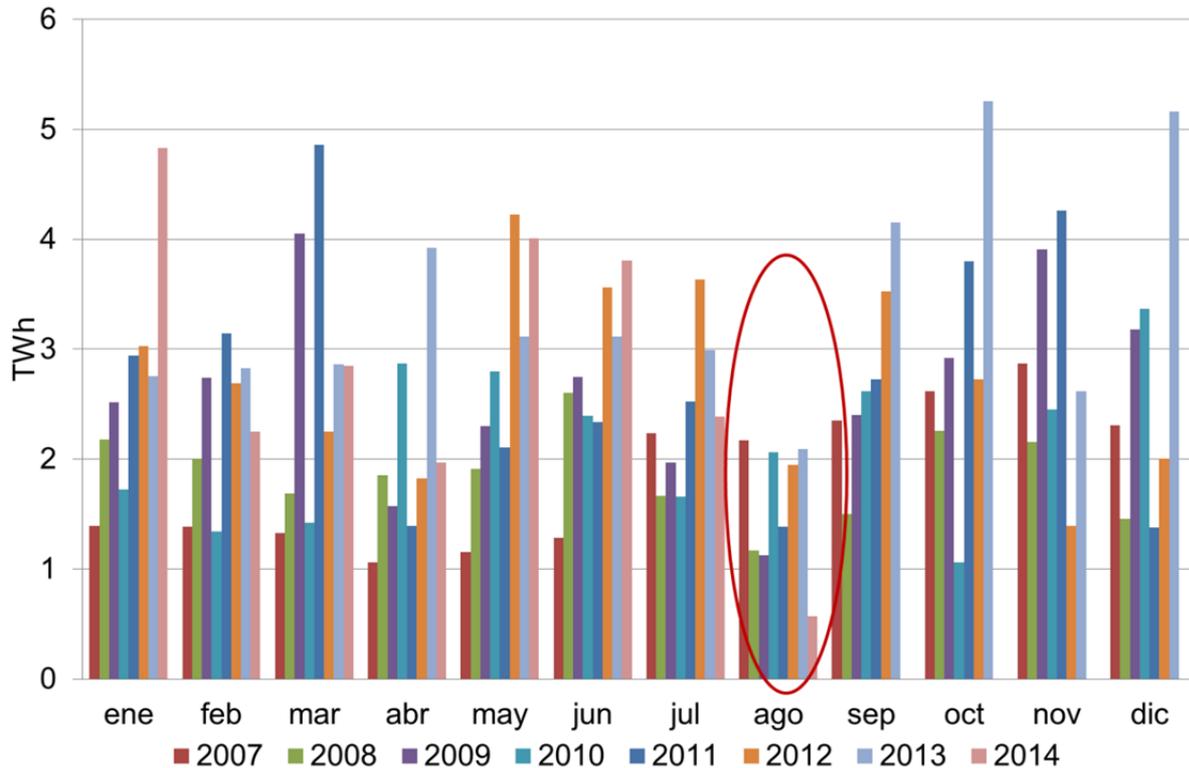
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a agosto 2014)



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 agosto de 2014, el volumen negociado en OMIP (0,6 TWh) fue un 72,7% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (2,1 TWh en julio de 2013).

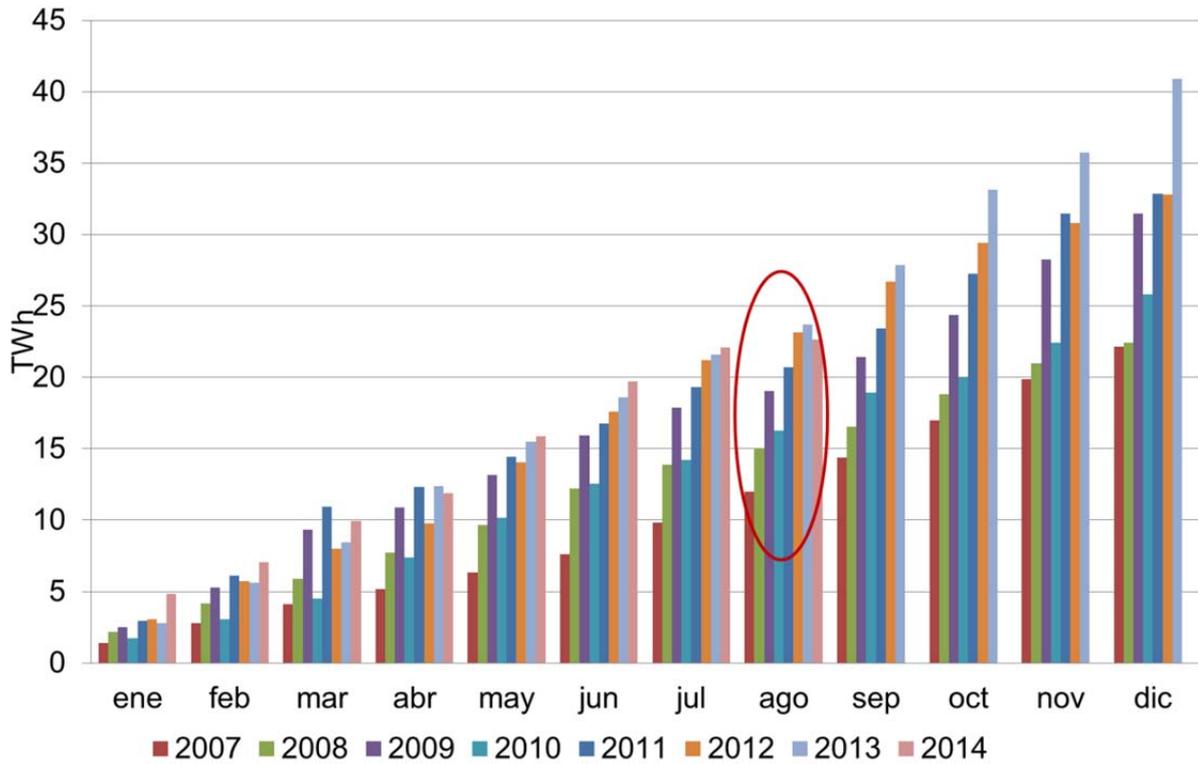
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP (2007 a agosto 2014)



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.

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



Fuente: OMIP-OMIClear

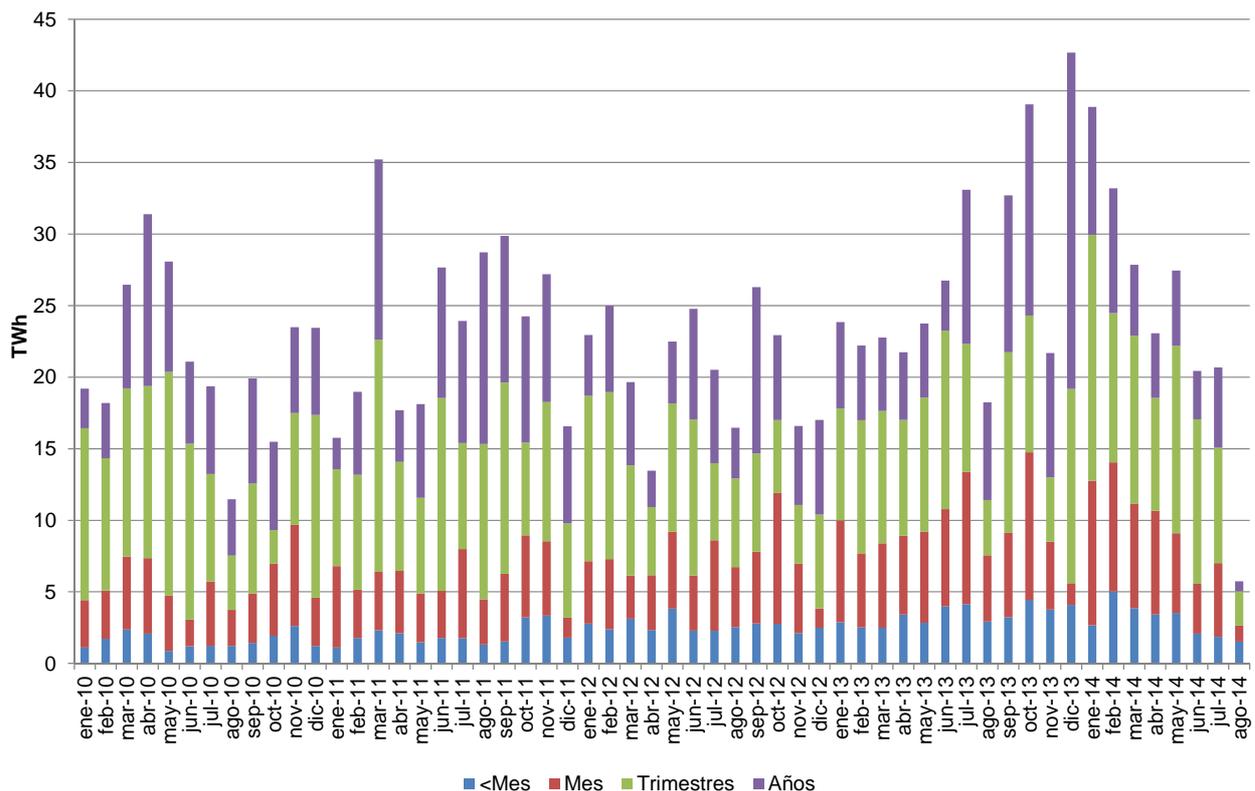
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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

Durante el mes de agosto de 2014 el contrato más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fue el contrato con periodo de liquidación trimestral con el 41,6% (2,4 TWh) del total negociado (5,7 TWh). En el mes de julio de 2014 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el total negociado en el OTC, fue del 39% (8,1 TWh).

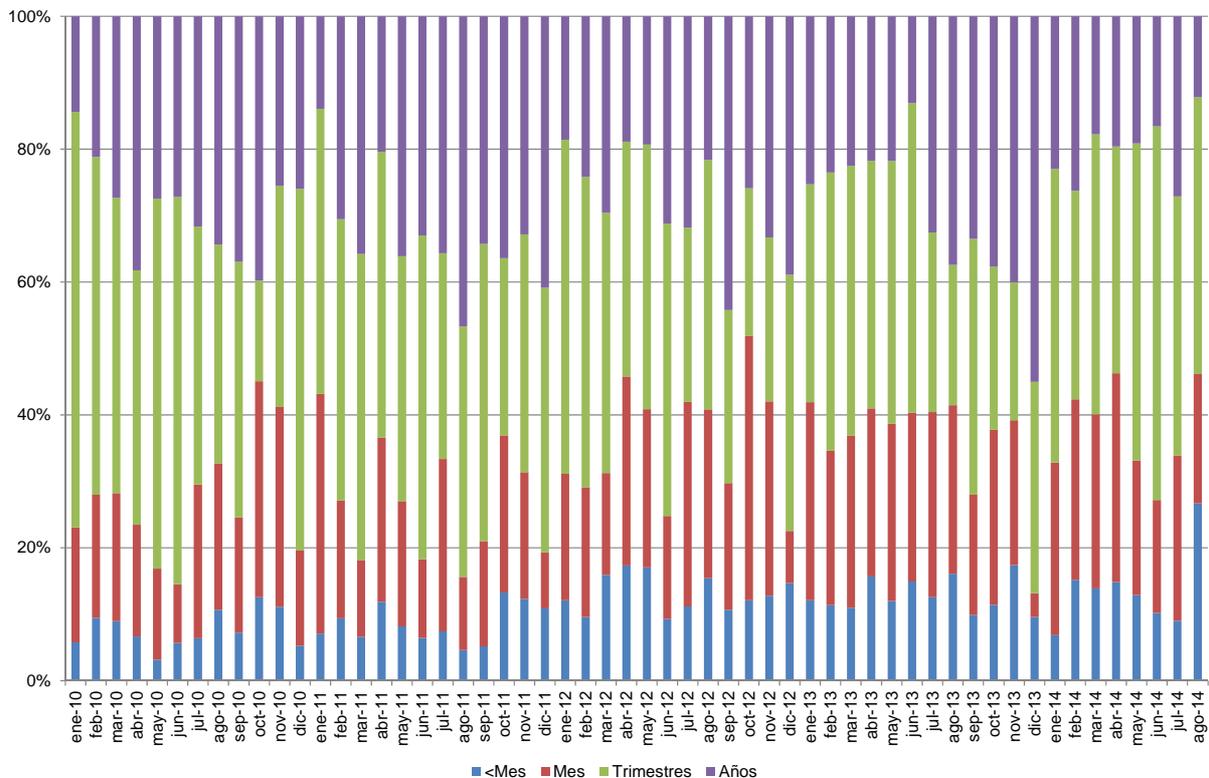
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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 por tipo de contrato (en %)



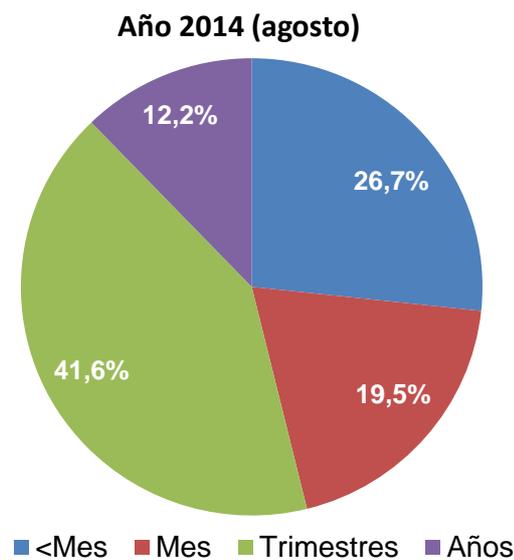
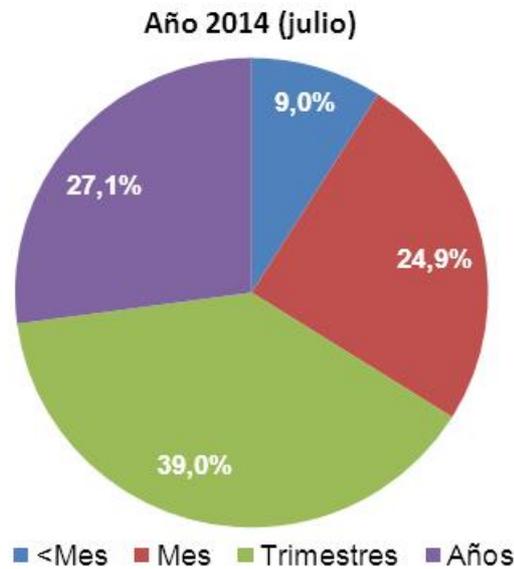
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

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

Durante los ocho primeros meses de 2014, el 20,6% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente Cal+1 (0,7%, en dicho periodo para el contrato con vencimiento a dos años vista Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 20,9% y 3,8% (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 julio y agosto de 2014. En el mes de agosto destaca el descenso registrado en el volumen negociado de los contratos con vencimiento anual sobre el total de la negociación (de un 27,1% en julio a un 12,2% en agosto). Por el contrario, en dicho mes aumentó el volumen de negociación de los contratos de corto plazo inferior a 1 mes sobre el total negociado (de un 9% en julio a un 26,7% en agosto).

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

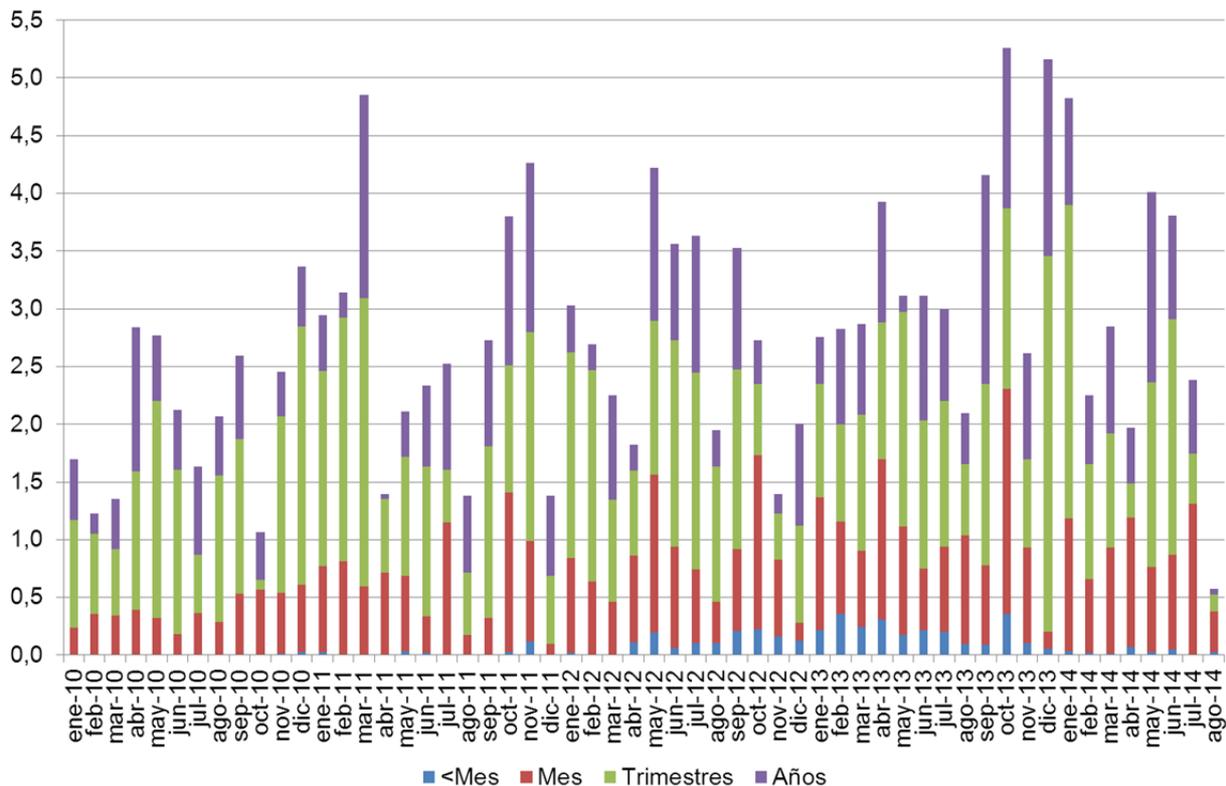
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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

En el mes de agosto de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación, en términos de energía, en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y los trimestrales con un 61,8% y un 26,2%, respectivamente (con un volumen total negociado de 0,5 TWh en dichos contratos). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación anual representó el 7,7% del volumen total negociado (0,04 TWh).

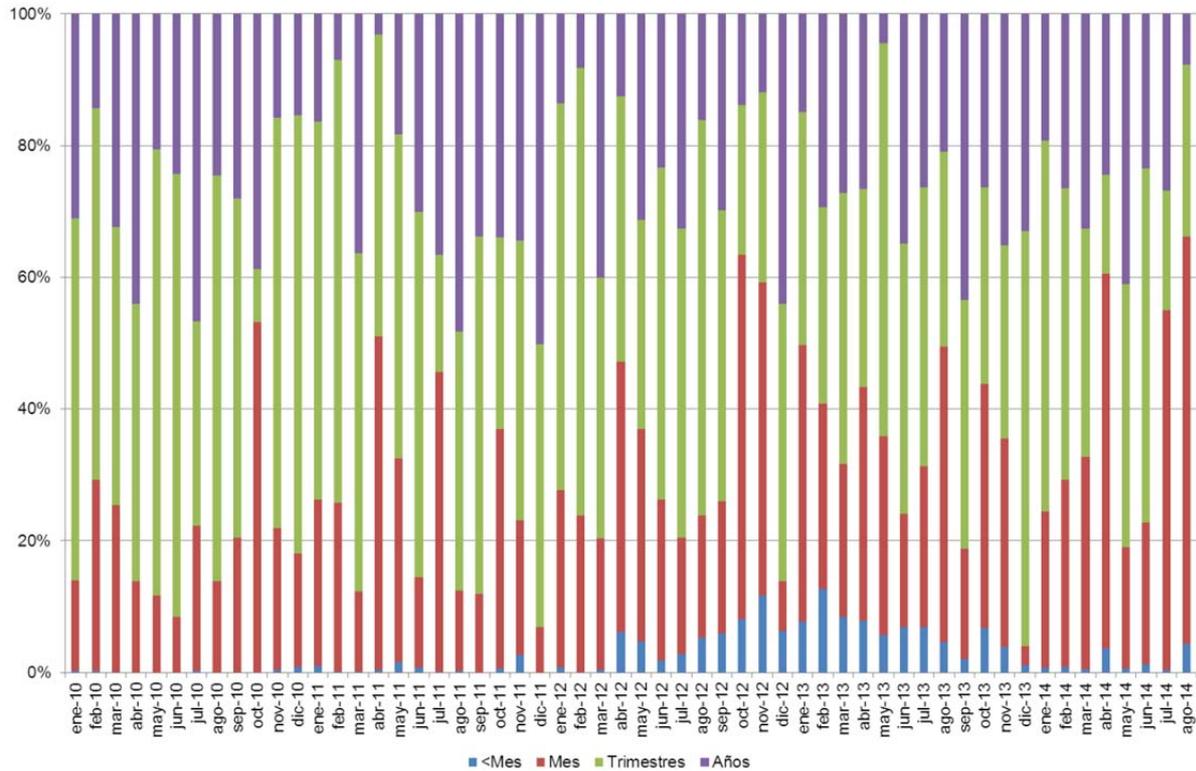
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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

Fuente: OMIP-OMIClear

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



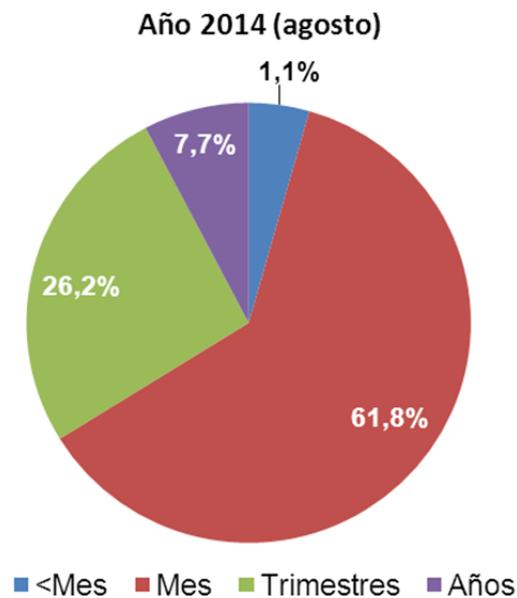
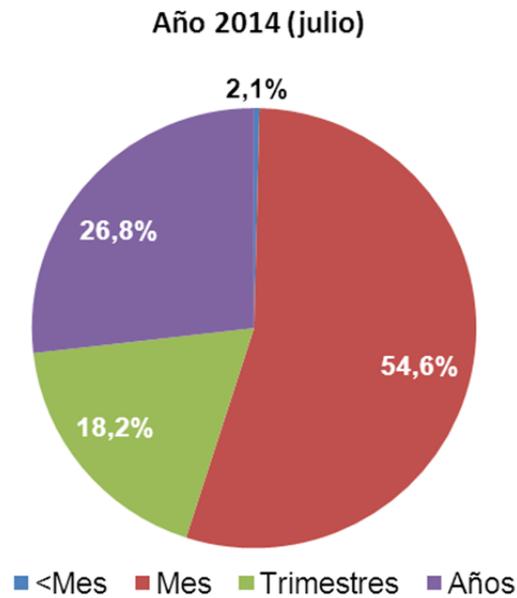
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En los ocho primeros meses de 2014, el 23,4% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 0,7% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en 18,5% para el Cal+1 y 4,8% 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 julio y agosto de 2014. En el mes de agosto destaca el ascenso registrado en la negociación de los contratos con liquidación mensual y trimestral, que pasan de representar el 54,6% y 18,2%, respectivamente, en el mes de julio al 61,8% y 26,2% en el mes de agosto. Por el contrario, los contratos con liquidación anual pasaron de representar el 26,8% del total negociado en julio de 2014 al 7,7% en el mes de agosto de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación por tipo de contrato (julio y agosto 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 sitúan, en general, en niveles superiores a las registradas en Francia y Alemania (excepto para los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 y en el primer trimestre de 2015, cuyas cotizaciones fueron más elevadas en el mercado francés).

En el mercado alemán, en el mes de agosto la cotización de los contratos mensuales con vencimiento en septiembre y en octubre, la de los contratos trimestrales con vencimiento en Q4-14, Q1-15 y Q2-15, así como la del contrato anual con vencimiento en 2015, aumentaron respecto a las del mes anterior.

Asimismo en el mercado francés, las cotizaciones de todos los contratos, excepto la del contrato mensual con vencimiento en octubre, experimentaron incrementos respecto a las del mes anterior. En particular, la cotización del contrato trimestral con vencimiento en Q4-14 experimentó el mayor ascenso (+4,4%).

Por su parte, en el mercado español las cotizaciones de todos los contratos también se incrementaron. En particular, la cotización del contrato mensual con vencimiento en octubre y la del contrato trimestral con vencimiento en Q4-14 experimentaron los mayores ascensos (+1,7% y 1,5%, respectivamente)

A finales de agosto, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (47,95 €/MWh; +0,2%) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (35,85 €/MWh; +1,4%) y en Francia (43,08 €/MWh; +1,9%).

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)		
	agosto-14	julio-14	% Variación ago. vs. jul.	agosto-14	julio-14	% Variación ago. vs. jul.	agosto-14	julio-14	% Variación ago. vs. jul.
sep-14	49,95	49,35	1,2%	34,46	34,17	0,8%	36,90	35,00	5,4%
oct-14	49,25	48,43	1,7%	39,93	39,80	0,3%	44,00	44,13	-0,3%
Q4-14	48,85	48,13	1,5%	37,74	37,21	1,4%	51,50	49,35	4,4%
Q1-15	47,90	47,23	1,4%	39,08	38,25	2,2%	54,28	52,25	3,9%
Q2-15	43,79	43,49	0,7%	32,43	32,03	1,2%	33,81	33,00	2,5%
Año 2015	47,95	47,85	0,2%	35,85	35,34	1,4%	43,08	42,27	1,9%

Nota: Cotizaciones de agosto a 29/08/2014. Cotizaciones de julio a 31/07/14.

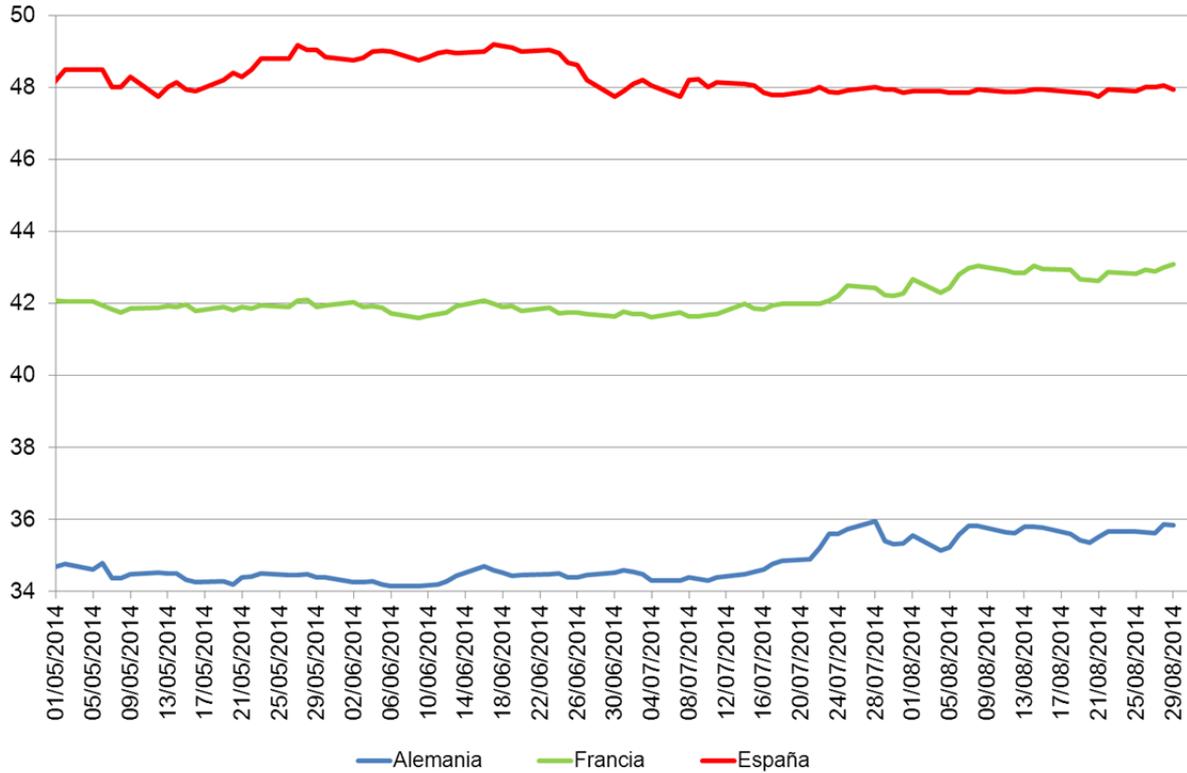
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 15. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-14 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 abril de 2014 – 31 agosto 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 abril de 2014 – 31 agosto de 2014



Fuente: EEX y OMIP

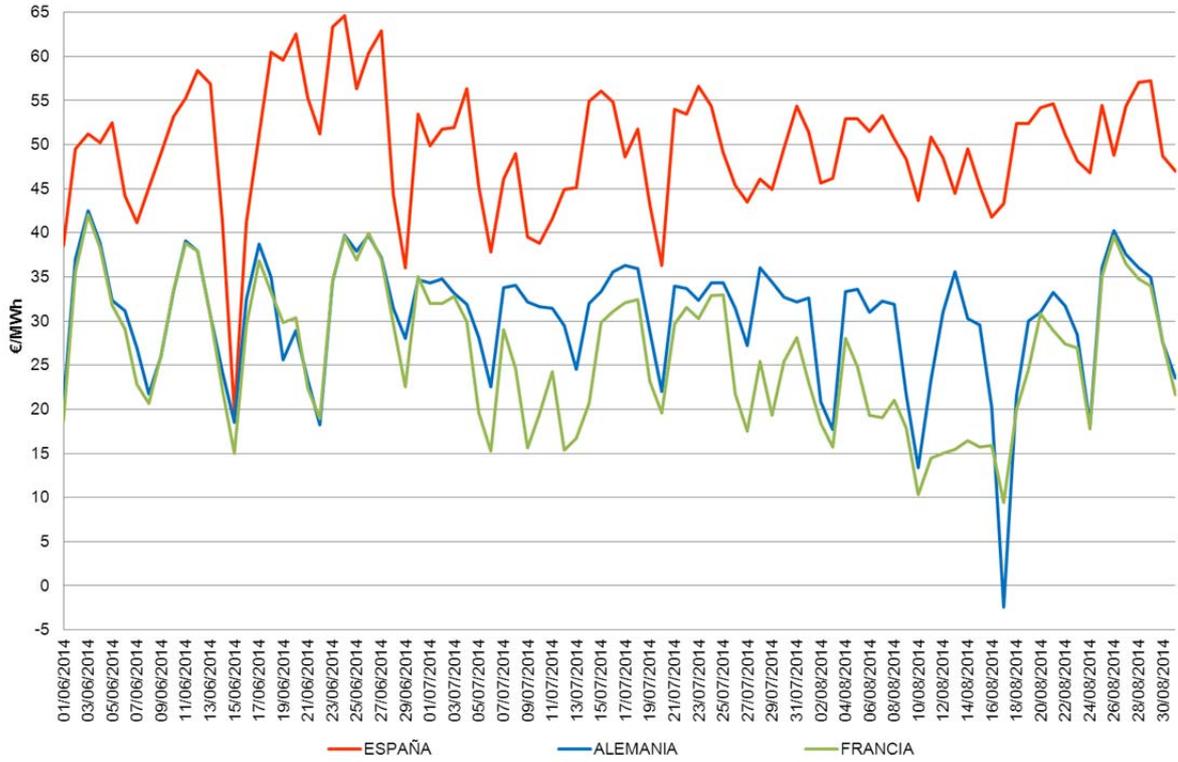
En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 4 y Gráfico 17), en el mes de agosto el precio medio del mercado diario en España (49,91 €/MWh) ascendió (3,5%) respecto al registrado en el mes anterior (48,21 €/MWh), situándose por encima de los precios medios del mercado alemán (27,93 €/MWh) y del mercado francés (22,76 €/MWh).

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

Precios medios	agosto-14	julio-14	%
	(€/MWh)	(€/MWh)	Variación
España	49,91	48,21	3,5%
Alemania	27,93	31,88	-12,4%
Francia	22,76	25,49	-10,7%

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 mayo de 2014 – 31 de agosto de 2014

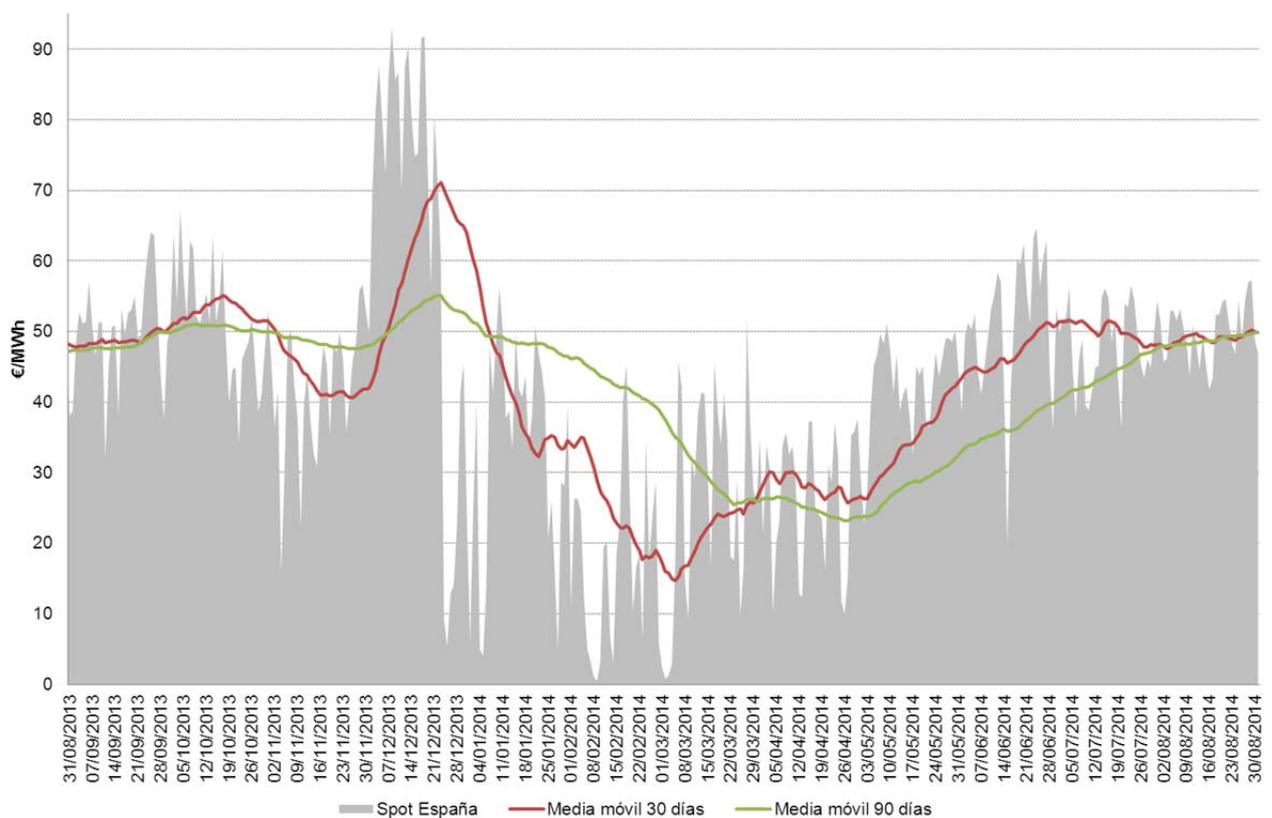


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

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 agosto, en 49,86 €/MWh frente a 48,15 €/MWh a 30 de julio. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 31 de agosto, en 49,80 €/MWh, mientras que a 31 de julio dicha media fue 47,62 €/MWh.

Gráfico 18. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 31 de agosto 2013 – 31 de agosto 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 contado) de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂.

Comentario general

A lo largo del mes agosto las cotizaciones de los contratos a plazo del Brent registraron una tendencia descendente, mientras que las de los contratos a plazo del gas natural, de los derechos de emisión de CO₂ y del carbón mostraron un comportamiento ascendente.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses registraron, en el mes de agosto, un descenso del 2,7% y 2,5%, respectivamente, situándose, el 29 de agosto, en 103,19 \$/Bbl y 104,17 \$/Bbl, respectivamente. La mayor variación al alza de las cotizaciones entre dos sesiones se produjo el 15 de agosto (incremento del 1,5% para el futuro a 1 mes y del 1,8% para el futuro a 3 meses). Por su parte, la mayor variación a la baja de las cotizaciones entre dos sesiones se registró el 14 de agosto (descenso del 2,2% para el futuro a un mes y del 2,8% para el futuro a tres meses).

Por el contrario, la cotización de los contratos a plazo de gas natural en Reino Unido (NBP) mostró, durante el mes de agosto, un comportamiento ascendente respecto al mes anterior. El mayor incremento se registró en la cotización del contrato con vencimiento en el mes de septiembre de 2014, un 8,3%, situándose en 19,35 €/MWh el 29 de agosto. Respecto al mes de julio, la cotización del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2014 aumentó un 4,0% (24,85 €/MWh el 29 de agosto), y la del contrato con entrega en el primer trimestre de 2015 contabilizó un incremento del 2,6% (27,21 €/MWh el 29 de agosto).

Por otra parte, los precios de los contratos de futuros de carbón EEX ARA con vencimiento en el mes de septiembre de 2014, el cuarto trimestre de 2014 y el año 2015 se incrementaron respecto a los registrados en el mes de julio. La cotización del contrato con entrega en septiembre de 2014 registró un incremento del 0,9% respecto al mes anterior, cerrando agosto en 76,85 \$/t. El precio del contrato con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 aumentó un 1,1%, situándose en 76,95 \$/t el 29 de agosto. La cotización del contrato anual Cal-15 registró un incremento del 0,7% respecto al mes anterior, cotizando el 29 de agosto en 78,90 \$/t.

Los contratos de futuros sobre derechos de emisión EUA Dic-14 y EUA Dic-15 contabilizaron, en el mes de agosto, un incremento medio del 2,8%. La cotización máxima mensual de dichos contrato se registró el 19 de agosto: 6,46 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-14 y 6,62 €/tCO₂ en el contrato EUA Dic-15.

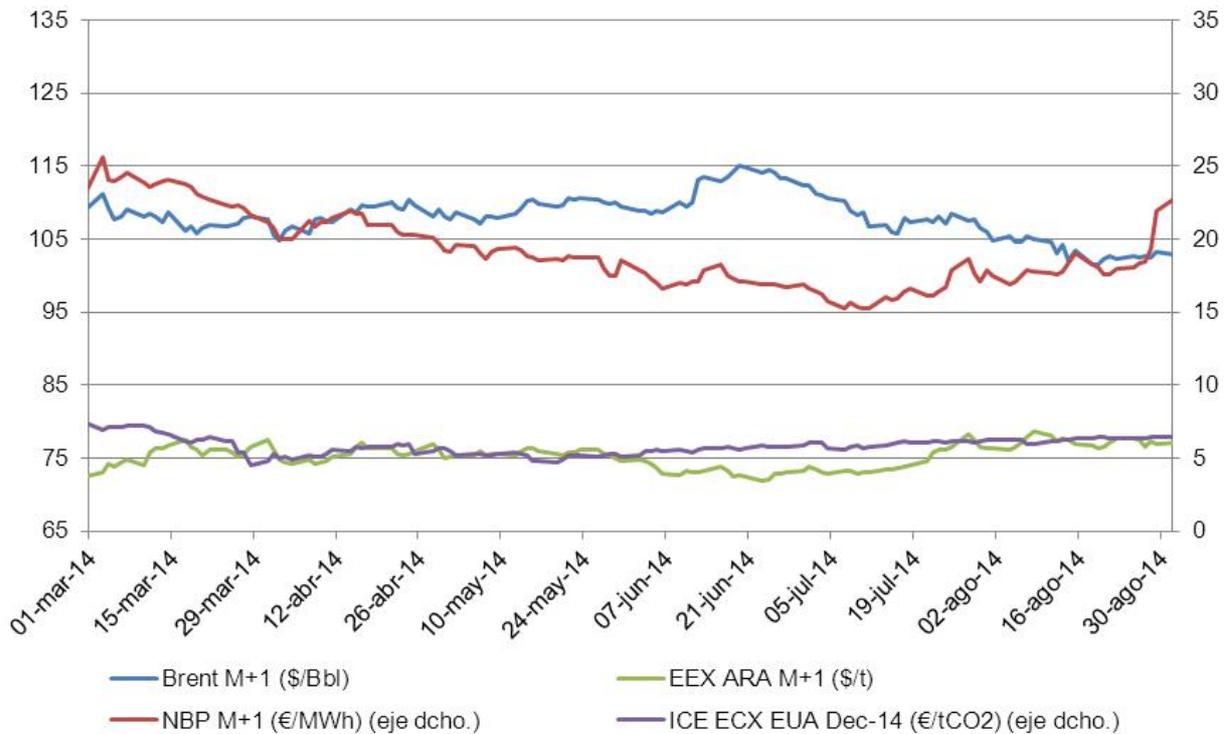
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en agosto de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en julio de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-ago-14	Mín.	Máx.	31-jul-14	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	101,32	98,62	103,57	104,43	103,11	110,46	-3,0%
Brent entrega a un mes	103,19	101,56	105,44	106,02	105,85	112,29	-2,7%
Brent entrega a tres meses	104,17	102,72	106,53	106,80	106,80	111,80	-2,5%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	19,53	15,94	19,53	16,90	14,87	17,92	15,6%
Gas NBP entrega Sep-14	19,35	16,89	19,35	17,87	15,76	19,20	8,3%
Gas NBP entrega Q4-14	24,85	23,33	25,66	23,89	22,11	25,30	4,0%
Gas NBP entrega Q1-15	27,21	26,12	28,15	26,52	25,03	27,87	2,6%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Sep-14	76,85	76,18	78,60	76,18	73,45	77,80	0,9%
Carbón entrega Q4-14	76,95	76,28	78,70	76,11	74,60	78,23	1,1%
Carbón entrega 2015	78,90	78,43	80,75	78,35	77,45	80,23	0,7%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2014	6,41	5,96	6,46	6,23	5,58	6,23	2,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2015	6,56	6,11	6,62	6,39	5,73	6,39	2,7%

- 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 Sep-14 fue a 28/08/14.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).
- 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 marzo 2014 – 31 agosto 2014**



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

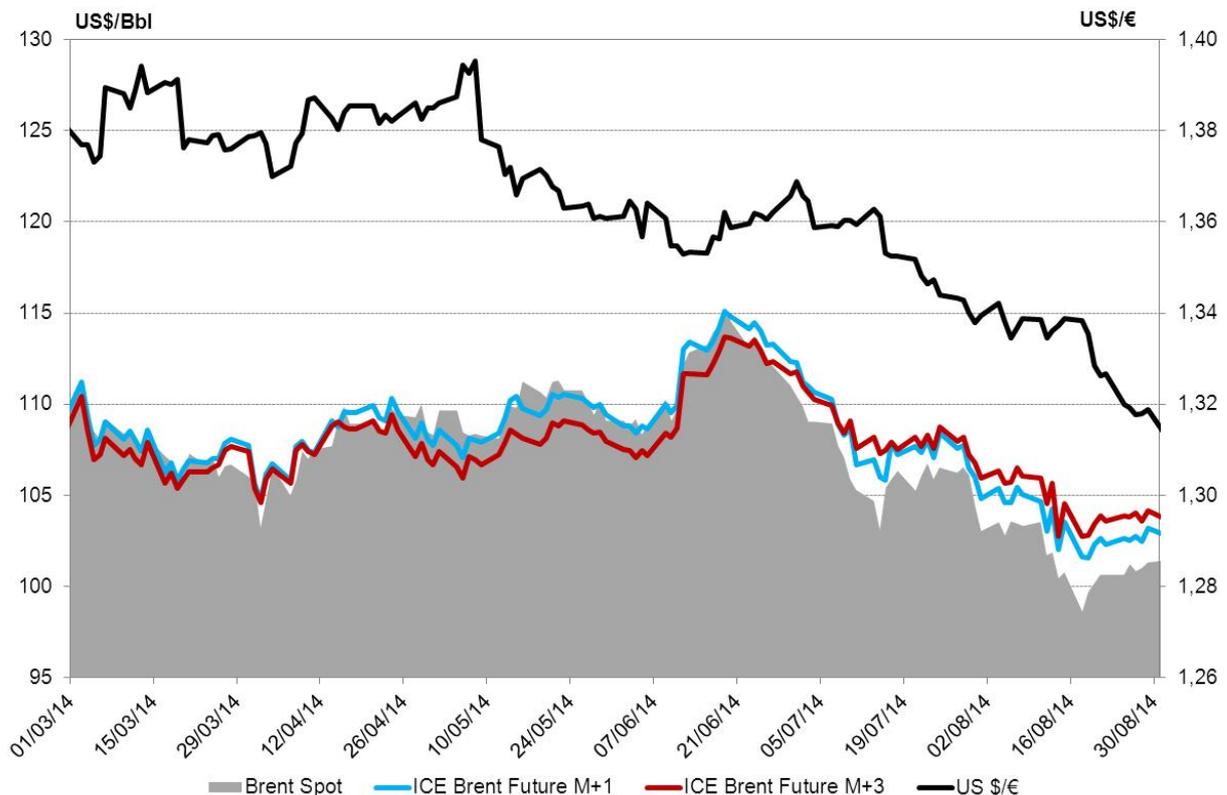
En el mes de agosto la cotización (spot) del Brent, con un comportamiento descendente, fluctuó en el rango 98 – 104 \$/Bbl, habiéndose registrado la cotización mínima el 18 de agosto y la máxima el 6 de agosto.

Por su parte, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa, a 1 y 3 meses, oscilaron en el rango 101,6 – 106,5 \$/Bbl. El precio mínimo se registró el 19 de agosto, mientras que el máximo correspondió a la cotización del 7 de agosto.

La evolución del tipo de cambio \$/€ registró una tendencia descendente (apreciación del dólar) desde 1,34 \$/€, el 1 de agosto, hasta 1,32 \$/€, el 29 de agosto.

En €/Bbl, los precios de los contratos del crudo Brent a 1 y 3 meses oscilaron, en el mes de agosto, en el rango 75,92 – 79,69 €/Bbl, contabilizándose el mínimo mensual el 18 de agosto y el máximo el 7 de agosto.

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



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

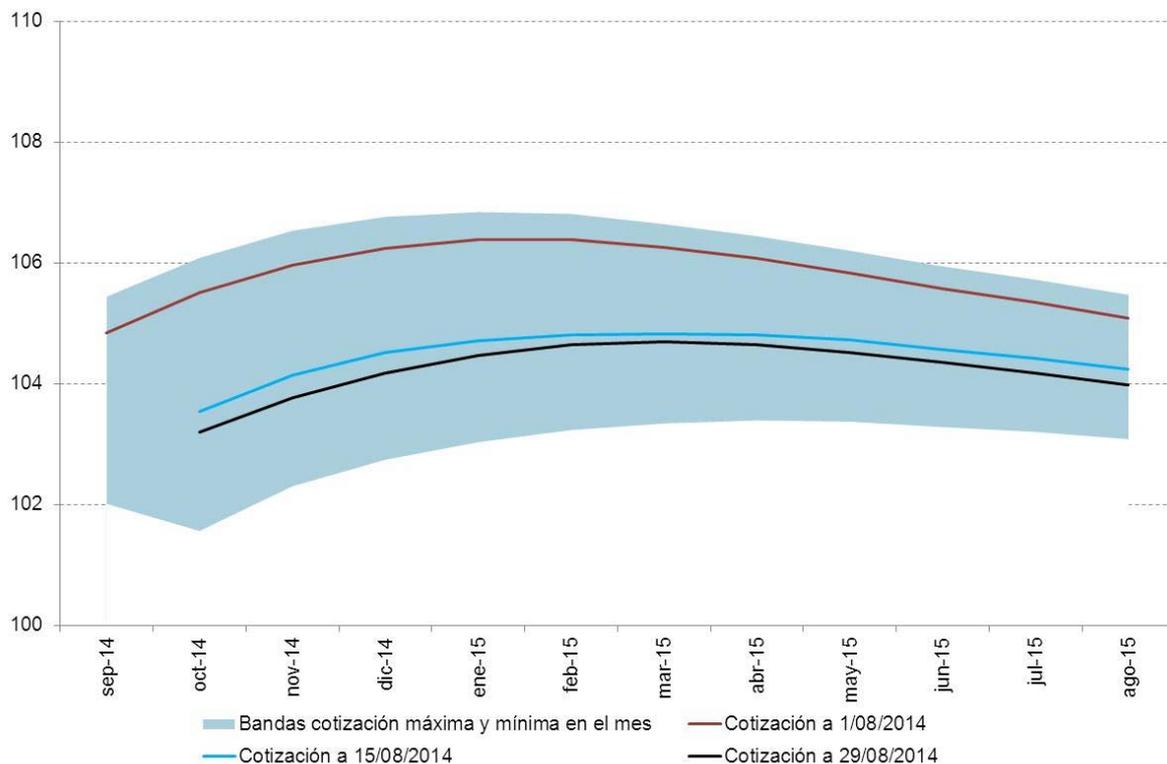
Entre los factores que contribuyeron a la disminución de los precios del petróleo cabe destacar el elevado nivel de suministro junto a una demanda inferior a la prevista.

El Gráfico 21 muestra el rango de variación de la curva de precios a plazo del Brent en el mes de agosto. A 29 de agosto, la estructura de la curva a plazo muestra un perfil creciente con el plazo de vencimiento de los contratos (en contango) hasta marzo de 2015 y posteriormente decreciente (*backwardation*), con un rango de variación entre 103,19 \$/Bbl y 104,69 \$/Bbl.

La cotización del contrato Brent M+12 (agosto de 2015) fluctuó en el rango 103,08 – 105,47 \$/Bbl, cerrando en 103,97 \$/Bbl el 29 de agosto.

En el periodo considerado de cotización (agosto), 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 2,4 – 4,5 \$/Bbl.

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



Nota: el último día de cotización del contrato sep-14 es el 14 de agosto, por lo que la curva a plazo a 29/08/2014 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 agosto los precios europeos del gas natural mostraron una tendencia ascendente, debido al aumento de la tensión entre la Unión Europea y Rusia, derivada del conflicto Ucraniano.

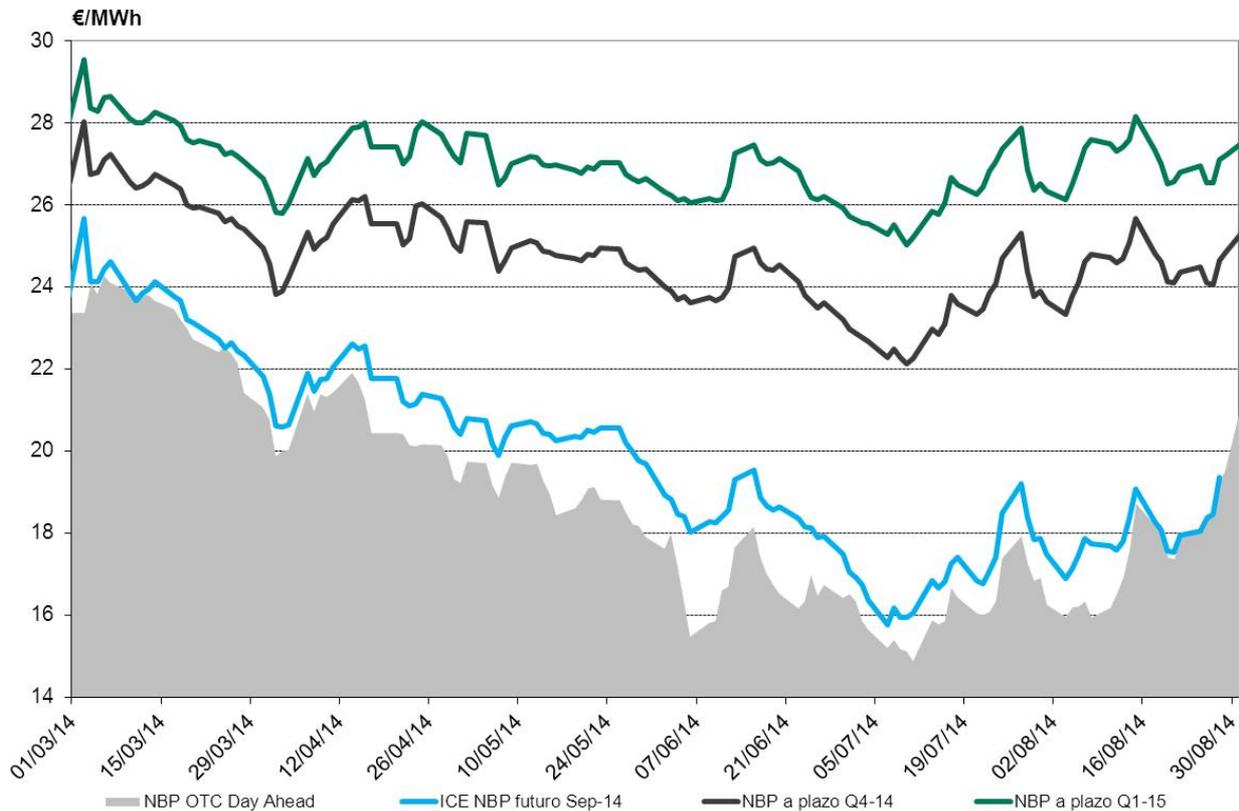
El 29 de agosto, el contrato mensual (referencia NBP) con entrega en septiembre de 2014 registró una cotización de 19,35 €/MWh (un 8,3% superior a la del 31 de julio).

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 23,33 – 25,66 €/MWh (mínimo registrado el 4 de agosto y máximo contabilizado el 15 de agosto), con un incremento del 4,0% respecto al mes de julio.

El contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), presentó análogamente un valor mínimo el día 4 y un máximo el día 15, oscilando en el rango 26,12 – 28,15 €/MWh. Su cotización a cierre de mes (27,21 €/MWh) fue un 2,6% superior a la registrada el mes anterior. En media, los precios del contrato Q1-15 se situaron 2,6 €/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 septiembre 2014 y trimestrales Q4-14 y Q1-15 (en €/MWh).

Periodo: 1 marzo 2014 – 31 agosto 2014

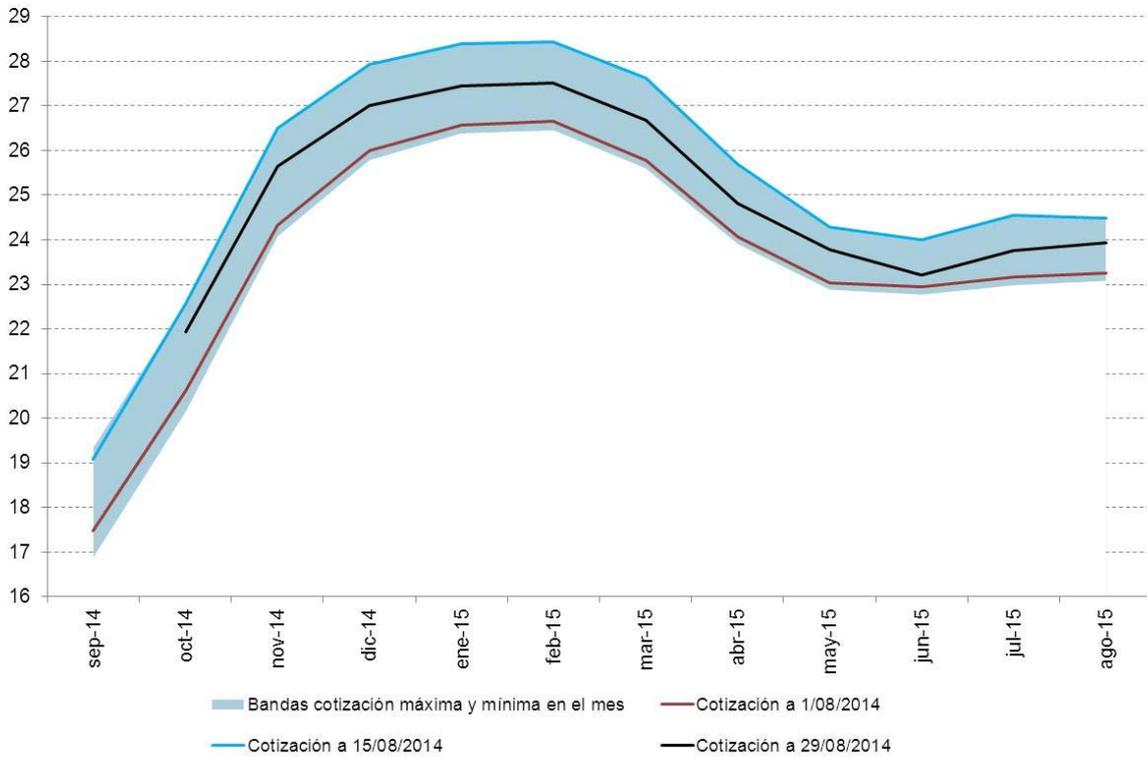


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Platts y BCE

A 29 de agosto, 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 octubre de 2014 y febrero de 2015 los precios del gas natural ascienden desde 21,93 €/MWh hasta 27,52 €/MWh. Sin embargo, a partir del mes de febrero de 2015 su evolución es descendente hasta junio de 2015, en torno a 23 €/MWh, incrementándose posteriormente hasta un nivel de 24 €/MWh en agosto de 2015.

En el periodo considerado de cotización (agosto), la fluctuación media entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del gas natural fue de 1,90 €/MWh.

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



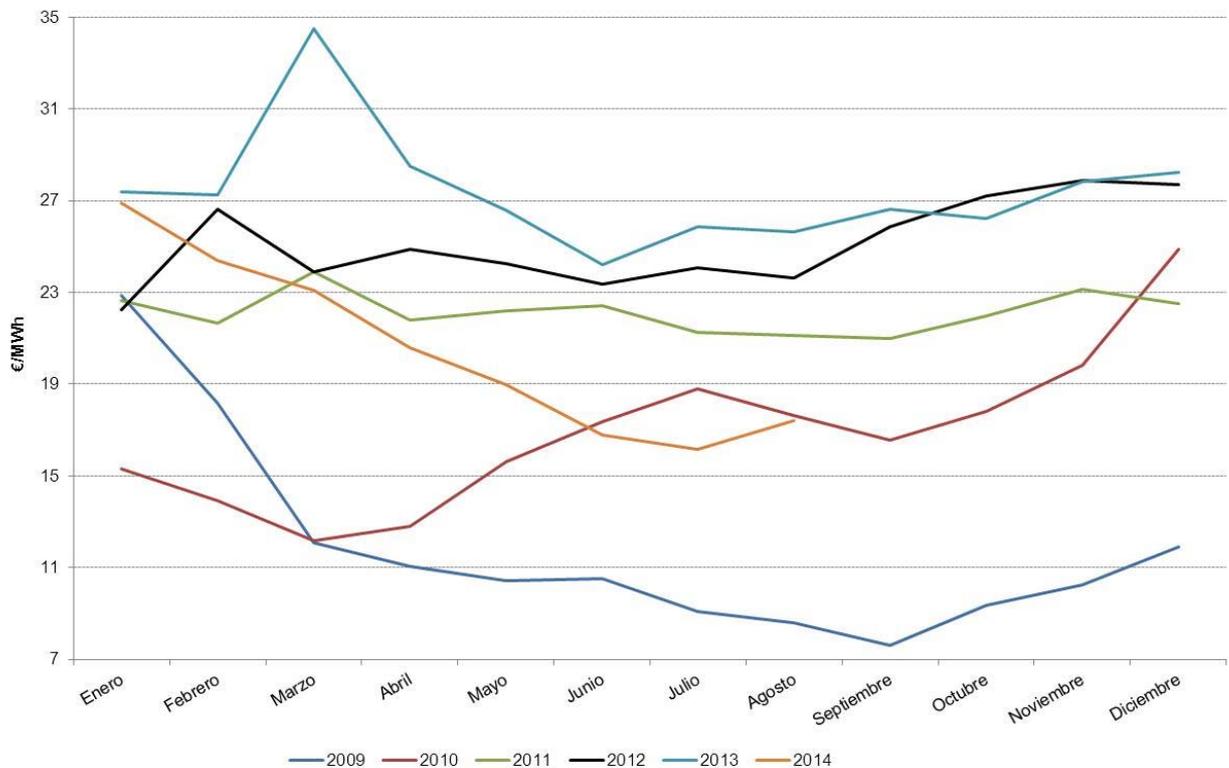
Nota: el último día de cotización del contrato sep-14 es el 28 de agosto, por lo que la curva a plazo a 29/08/2014 no muestra dicho valor

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

Durante el mes de agosto los precios spot del gas natural en el Reino Unido se mantuvieron en un rango de 15,94 – 19,53 €/MWh (valor mínimo registrado el día 8 y valor máximo contabilizado el día 29). La cotización a 29 de agosto (19,53 €/MWh) se situó un 15,6% por encima de la cotización a 31 de julio.

La cotización media del mes de agosto (17,41 €/MWh) fue un 32,1% inferior a la registrada el mismo mes del año anterior (25,64 €/MWh), y un 7,8% superior a la cotización media del mes de julio de 2014 (16,15 €/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

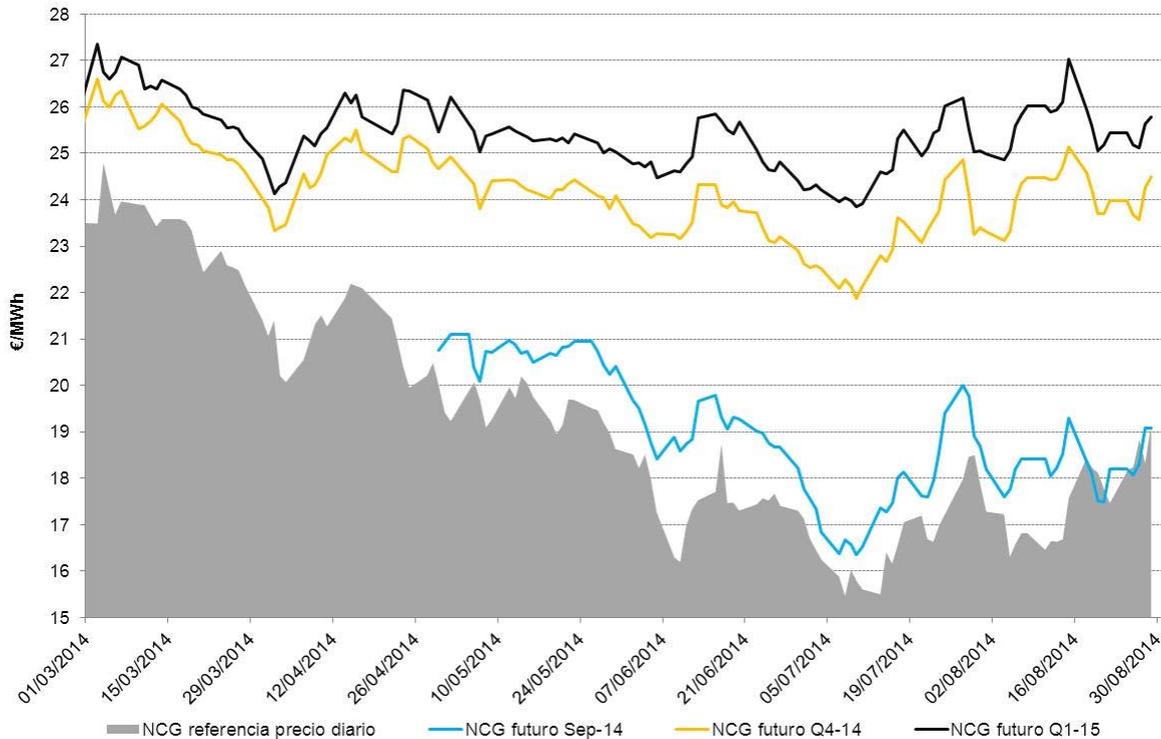
Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el mes de agosto, 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 23,12 – 25,13 €/MWh (mínimo y máximo registrados, respectivamente, los días 4 y 15 de agosto). El 29 de agosto su cotización se situó en 24,49 €/MWh, un 4,6% superior a la registrada al cierre del mes de julio.

Análogamente, el contrato con vencimiento en el primer trimestre de 2015 (Q1-15), registró una cotización mínima de 24,87 €/MWh, el 4 de agosto, y una cotización máxima de 27,02 €/MWh el 15 de agosto. En media, la cotización del

contrato Q1-15 fue 1,51 €/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 agosto, la media de los diferenciales de precio spot del mercado francés de gas entre las zonas sur (PEG Sud) y norte (PEG Nord) disminuyó con respecto al mes anterior (2,69 €/MWh en agosto frente a un diferencial de 4,52 €/MWh en julio). 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 agosto el precio de la zona sur estuvo por encima del registrado en la zona norte. Así, el precio medio de la zona sur fue 20,48 €/MWh, con un descenso del 5,5% respecto al mes anterior (21,66 €/MWh). Por su parte, el precio de la zona norte se situó en 17,79 €/MWh, incrementándose un 3,8% respecto al mes anterior (17,13 €/MWh).

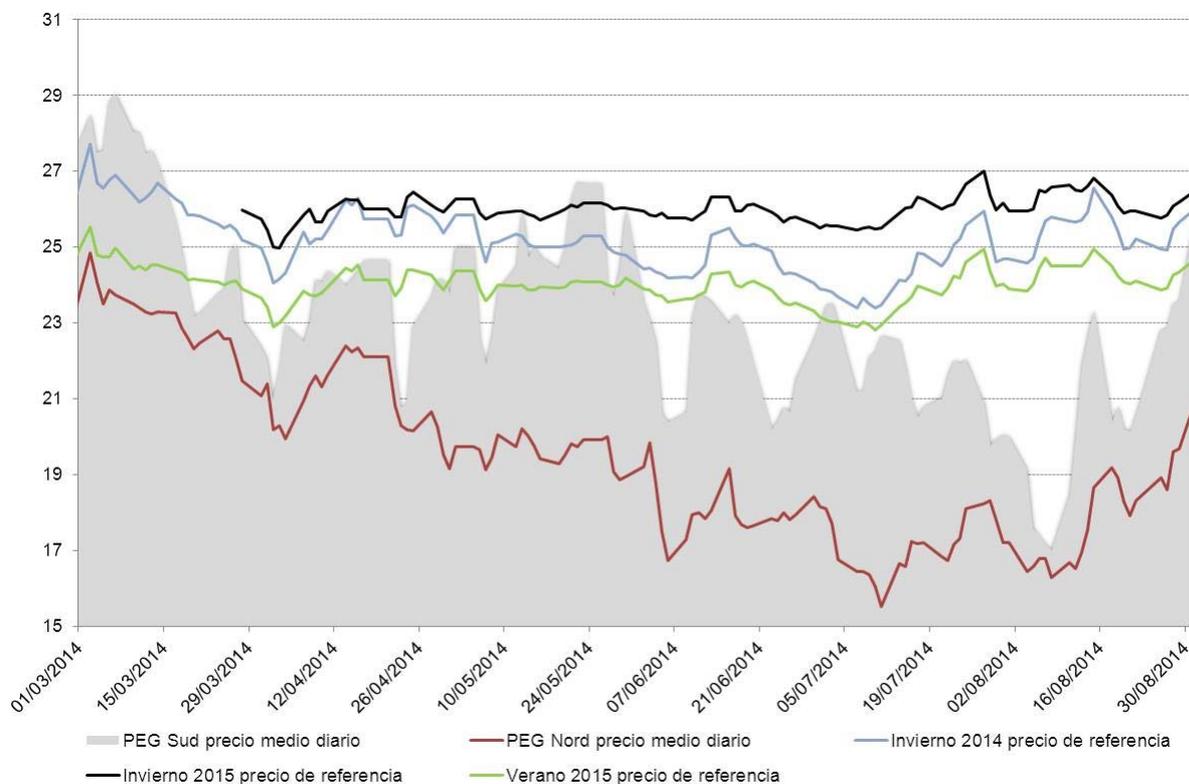
La cotización del contrato de futuro estacional invierno 2014, que abarca el cuarto trimestre de 2014 y el primero de 2015, con subyacente el precio spot en

la zona norte, presentó una tendencia ascendente. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró en 25,66 €/MWh (el 29 de agosto), lo que supone un incremento del 3,9% respecto el precio de cierre del mes anterior (24,69 €/MWh el 31 de julio).

Por su parte, la cotización del contrato verano 2015, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2015, registró un incremento del 1,2%, cotizando en 24,33 €/MWh el 29 de agosto, frente a 24,03 €/MWh el 31 de julio.

En media, en el mes de agosto, el diferencial entre el contrato invierno 2014 y el contrato verano 2015 se situó en 1,08 €/MWh, frenando la tendencia descendente en la evolución de dicho diferencial de precios. En concreto, en el mes de julio se situó en 0,74 €/MWh, en el segundo trimestre de 2014 dicho diferencial en 1,17 €/MWh, siendo inferior al registrado en el cuarto trimestre de 2013 (2,56 €/MWh) y en el primer trimestre de 2014 (1,89 €/MWh). 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.

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 el mes de agosto repuntaron los precios de cara a cubrir las necesidades de suministros ante la punta de demanda invernal y debido a los resultados de la licitación de cargamentos en Australia (North West Shelf). Así, durante el mes de agosto de 2014 dichas cotizaciones se incrementaron un 4,9% 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 10,8%.

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de agosto, 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 creciente hasta el 8 de agosto (78,70 \$/t), descendiendo hasta el final del mes (76,95 \$/t el 29 de agosto). Respecto al mes anterior, el incremento experimentado en la cotización del contrato (en \$/t) fue del 1,1%.

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 1,87 – 2,63 \$/t. La cotización del contrato anual Cal-15 a 29 de agosto (78,90 \$/t) se situó un 0,7% por encima de la cotización al cierre del mes anterior (78,35 \$/t a 31 de julio), oscilando durante el mes de agosto en el rango 78,43 – 80,75 \$/t.

**Gráfico 27. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t).
 Periodo 1 marzo 2014 – 31 agosto 2014**



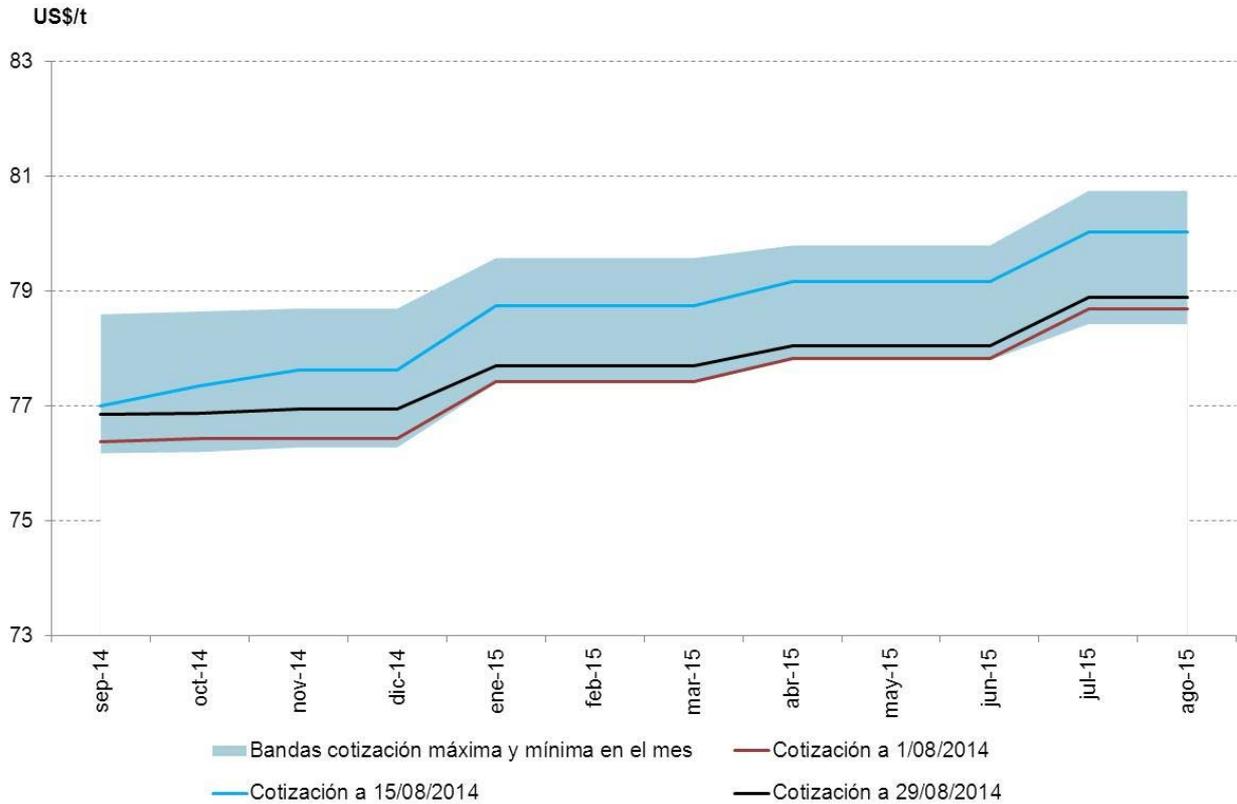
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

Entre los factores que influyeron en el repunte de los precios del carbón durante el mes de agosto destaca el aumento de la tensión entre Rusia y la Unión Europea, debida al conflicto Ucraniano, que motivó una mayor actividad compradora.

El Gráfico 28 muestra el rango de variación de la curva de los precios a plazo del carbón (EEX ARA) en el mes de agosto. A 29 de agosto, la estructura de dicha curva a plazo muestra una estabilización de precios hasta finales de año y un incremento de los mismos a partir de enero de 2015 (situación de contango), con un rango de variación entre 76,85 \$/t y 78,90 \$/t.

En el periodo considerado de cotización (agosto), 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 2,0 – 2,5 \$/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 CO₂

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

La cotización del contrato EUA Dic-14 osciló en el rango 5,96 – 6,46 €/tCO₂, mientras que la del contrato EUA Dic-15 lo hizo en el rango 6,11 – 6,62 €/tCO₂. En ambos casos, las cotizaciones mínima y máxima se registraron el 7 y el 19 de agosto, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 mostró, en general, una tendencia estable, situándose en el rango 0,15 – 0,16 €/tCO₂.

A cierre del mes de agosto (día 29) la cotización del contrato EUA Dic-14 (6,41 €/tCO₂) contabilizó un incremento del 2,9% respecto a la registrada el 31 de julio (6,23 €/tCO₂). Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (6,56 €/tCO₂ a 29 de agosto) aumentó un 2,7% respecto a la registrada el 31 de julio (6,39 €/tCO₂).

Gráfico 29. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 1 marzo 2014 – 31 agosto 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

Entre los factores que influyeron en el incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂, se destaca la fuerte reducción de los volúmenes subastados en el mes de agosto de 2014.

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 (29/08/14 vs. 31/07/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en el cuarto trimestre de 2014 (Q4-14) registró un incremento del 1,5%, situándose en 48,85 €/MWh el 29 de agosto.

Dicho incremento fue inferior en magnitud al registrado por 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), que aumentó un 3,4% entre el 31 de julio y el 29 de agosto.

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 1,7% entre el 31/07/14 y el 29/08/14.

Respecto al mes anterior (29/08/14. vs. 31/07/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró un incremento del 0,2% (47,95 €/MWh a 29 de agosto), 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 se incrementó un 1,5% 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 – aumentó un 1,5% entre el 31/07/14 y el 29/08/14.

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 agosto 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 de 2012, en marzo de 2013, y en enero, febrero, marzo y julio de 2014.

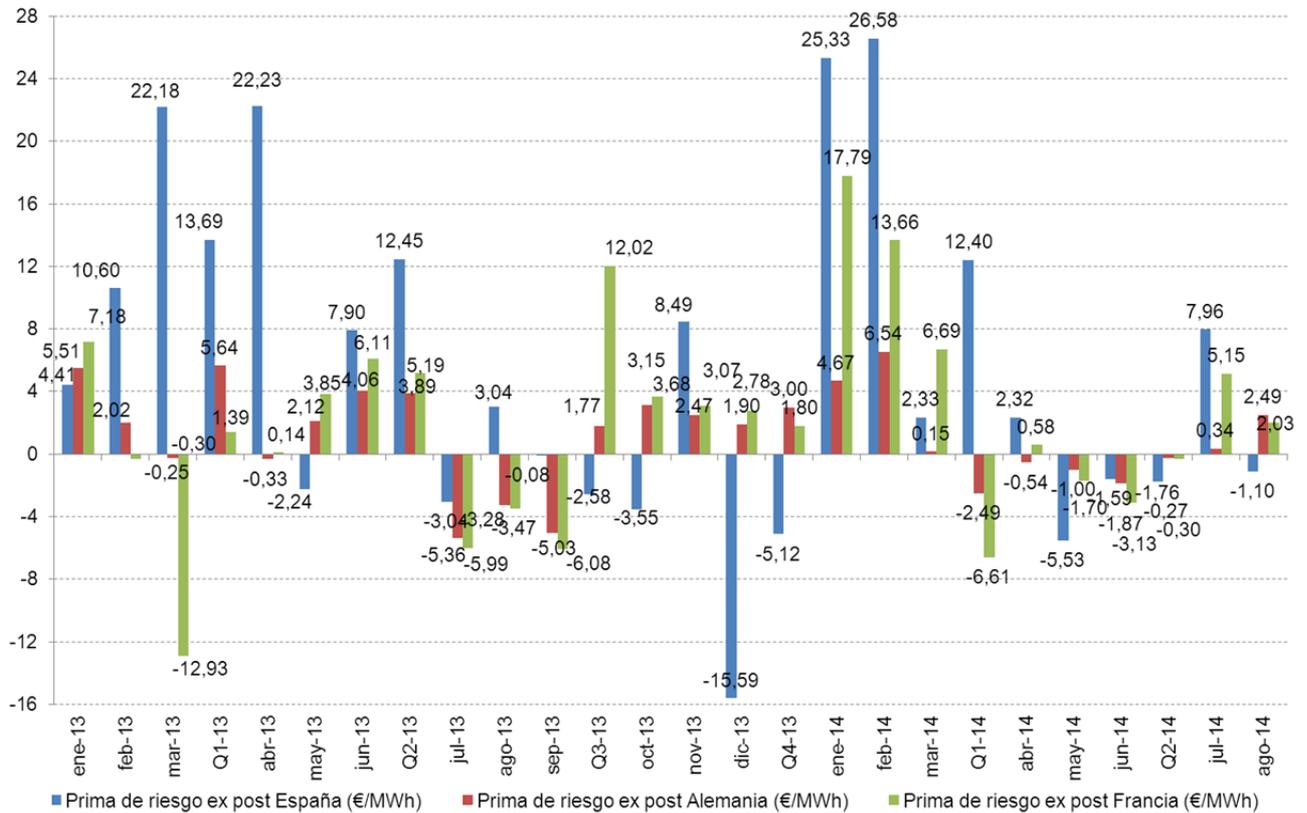
En el mes de agosto de 2014, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo de 1,10 €/MWh. Por el contrario, en los mercados alemán y francés la prima de riesgo ex post del mes de agosto se situó en valores positivos (2,49 €/MWh y 2,03 €/MWh, respectivamente) (en julio: 0,34 €/MWh y 5,15 €/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 agosto 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	25,80	12,40	30,98	33,47	-2,49	31,19	37,80	-6,61
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	31,50	-0,30
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

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



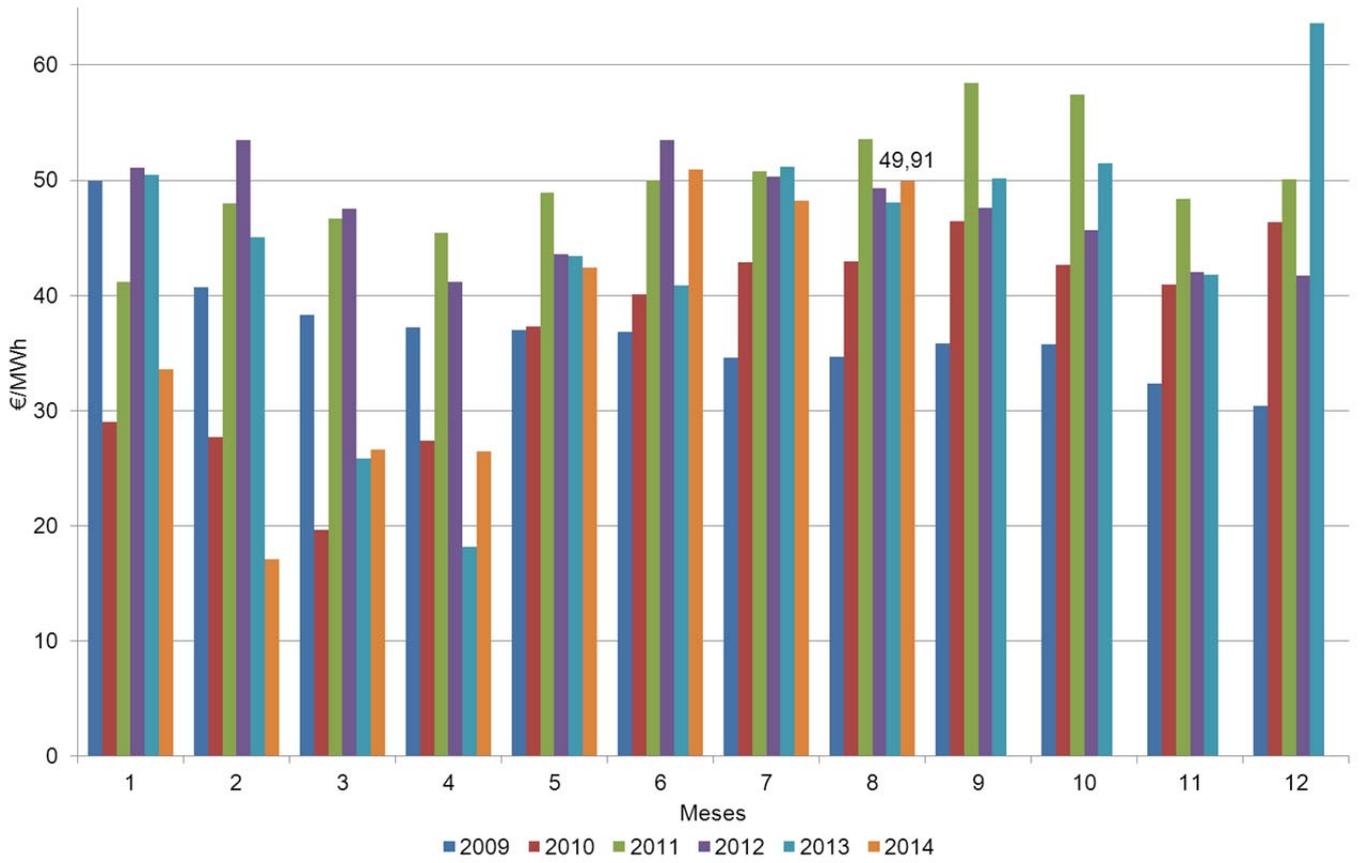
Fuente: EEX, OMIP y OMIE

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 agosto de 2014.

En el mes de agosto de 2014 el precio spot medio mensual se situó en 49,91 €/MWh, un 3,5% superior al precio spot medio mensual registrado en julio de 2014 (48,21 €/MWh) y un 3,8% superior al precio spot medio registrado en agosto de 2013 (48,09 €/MWh).

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

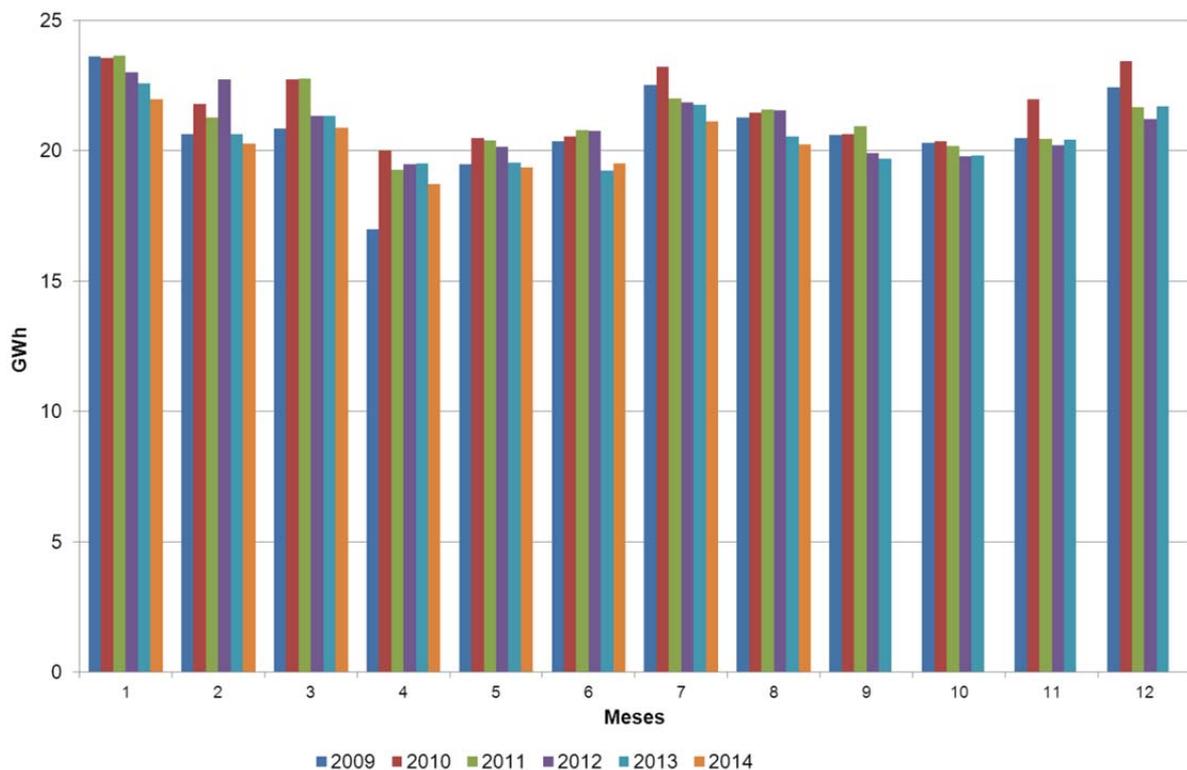


Fuente: OMIE

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

En el mes de agosto, la demanda en b.c. se cifró en 20.249 GWh, lo que supone un 4,1% menos que el valor registrado en el mes de julio (21.125 GWh) y un 1,5% menos que la demanda en b.c. del mismo mes del año anterior (20.553 GWh en agosto de 2013).

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

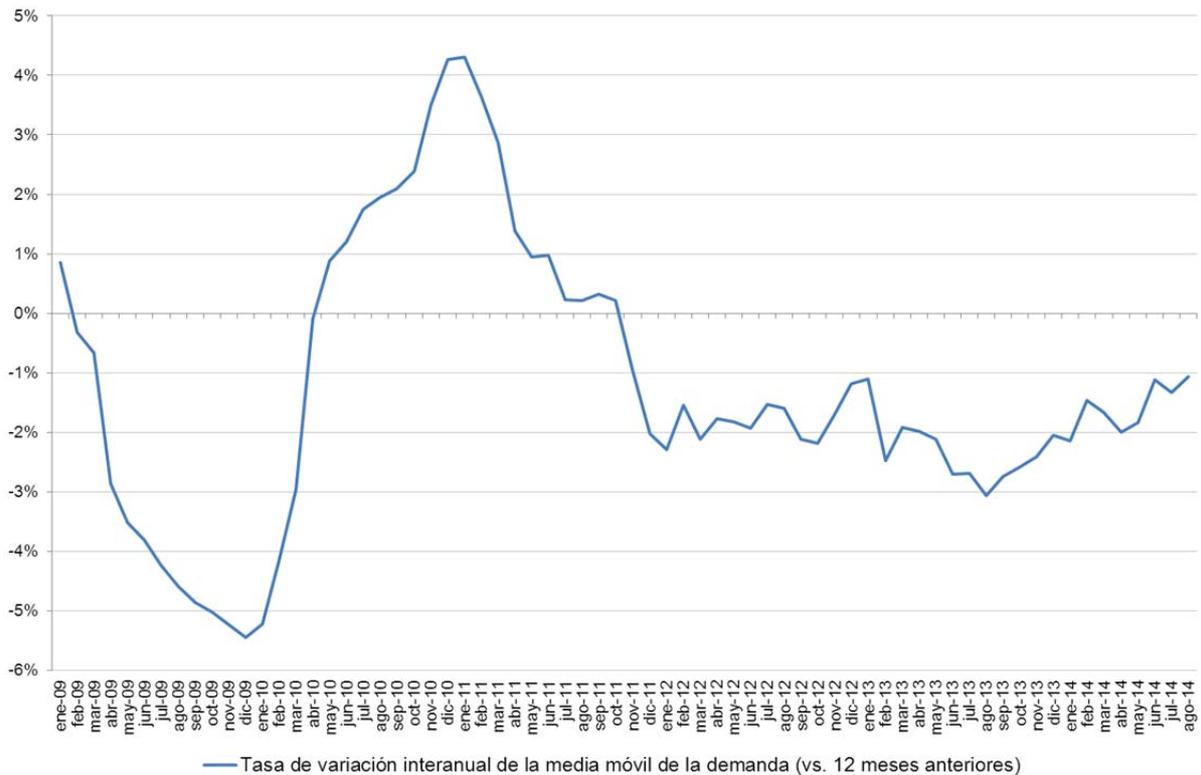


Fuente: REE

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

En el mes de agosto, dicha tasa de variación se mantuvo en niveles negativos, situándose en -1,1%, frente al -1,3% del mes de julio.

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

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de agosto de 2014 destacó el incremento de la producción con ciclos combinados (+21,6%). Por el contrario, las tecnologías hidroeléctricas y eólica redujeron su aportación (-11,3% y -20,9%).

El incremento de la generación con tecnologías de costes marginales altos, presionó al alza el precio del mercado spot en el mes de agosto respecto al mes anterior, aun cuando la demanda con respecto al mes de julio fue menor.

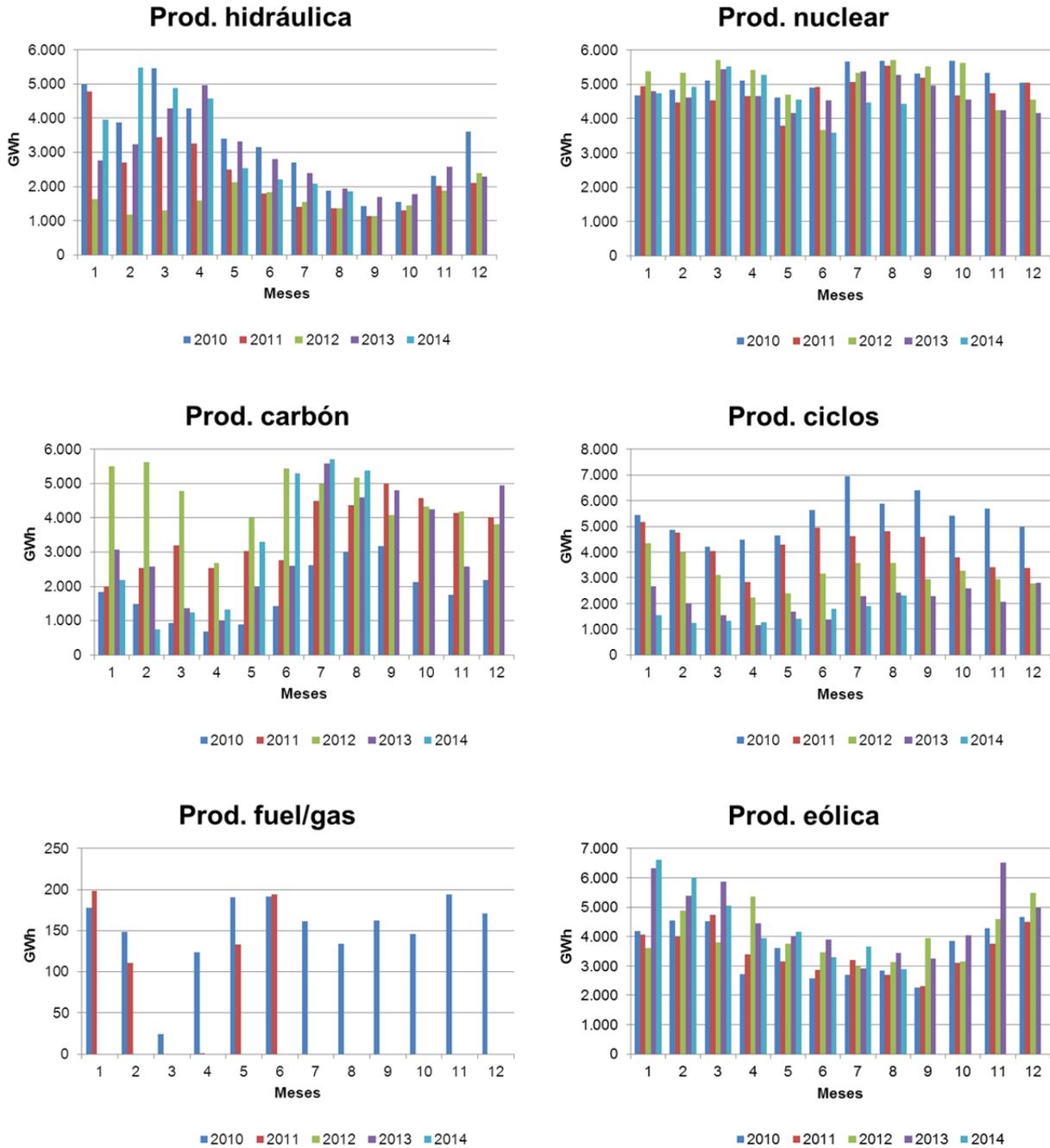
Cuadro 7. Generación bruta por tecnologías² y demanda de transporte (b.c.) mensual

	ago-14	jul-14	ago-13	% Var. ago-14 vs. jul-14	% Var. ago-14 vs. ago-13
Hidráulica	1.852	2.092	1.947	-11,5%	-4,9%
Nuclear	4.433	4.472	5.271	-0,9%	-15,9%
Carbón	5.384	5.701	4.591	-5,6%	17,3%
CCGT	2.300	1.891	2.431	21,6%	-5,4%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	4.320	4.418	4.448	-2,2%	-2,9%
Resto hidráulica	398	444	-	-10,4%	-
Eólica	2.891	3.654	3.442	-20,9%	-16,0%
Total generación bruta	21.578	22.672	22.130	-4,8%	-2,5%
Consumos generación	-671	-633	-597	6,0%	12,4%
Consumos en bombeo	-246	-276	-294	-10,9%	-16,3%
Saldo intercambios internacionales	-247	-493	-527	-49,9%	-53,1%
Enlace Península-Baleares	-165	-155	-	6,5%	-
Total demanda transporte (b.c.)	20.249	21.125	20.553	-4,1%	-1,5%

Fuente: REE

² Para el mes de agosto 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 agosto de 2014)



Fuente: REE

