



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

25 de marzo 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	12
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	23
3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent	25
3.2.2. Evolución del gas natural	28
3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón	33
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO ₂	35
3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-14 y Cal-15 e indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	36
4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario	37
4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto-ley 17/2013, y el precio en el mercado diario durante el primer trimestre de 2014	37
4.2. Liquidación contrato trimestral y mensual (prima de riesgo ex post)	37

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

Durante el mes de febrero de 2014, en un entorno de precios descendentes en el mercado diario, las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España también disminuyeron respecto al mes anterior, siendo este descenso más acusado en los contratos con vencimiento más cercano (ver Cuadro 1).

Así, los contratos mensuales con liquidación en marzo y abril de 2014 registraron un descenso del 26,1% y del 18,1%, respectivamente, cotizando a cierre de mes en 26,35 €/MWh y 28 €/MWh.

Por su parte, la cotización del contrato trimestral Q2-14, que registró un mínimo de 36,5 €/MWh el 21 de febrero, cerró el mes con una cotización de 37,3 €/MWh (28 de febrero), lo que supone un descenso del 6,8% respecto su cotización al cierre del mes anterior (40 €/MWh el 31 de enero).

La cotización del contrato anual con liquidación en 2015 contabilizó un descenso del 1,2% respecto al mes anterior, cerrando en 48,55 €/MWh.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE FEBRERO DE 2014				MES DE ENERO DE 2014				% Variación últ. cotización feb-14 vs. ene-14
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
mar-14	26,35	34,10	24,25	29,00	35,65	47,50	35,10	39,91	-26,1%
abr-14	28,00	32,93	26,88	29,54	34,20	41,13	34,00	36,75	-18,1%
may-14	37,15	40,76	36,51	38,15	40,40	43,23	37,78	41,00	-8,0%
Q2-14	37,30	40,00	36,50	38,04	40,00	43,93	38,80	41,02	-6,8%
Q3-14	51,00	51,30	50,63	50,87	51,25	52,35	50,40	51,47	-0,5%
Q4-14	47,35	47,90	47,00	47,28	47,80	50,00	47,25	48,45	-0,9%
Q1-15	47,00	47,45	46,65	46,96	47,50	54,07	47,05	49,15	-1,1%
Año 2015	48,55	49,15	48,30	48,72	49,15	50,85	48,70	49,56	-1,2%
Año 2016	48,95	50,00	48,95	49,50	49,85	51,05	48,90	50,21	-1,8%

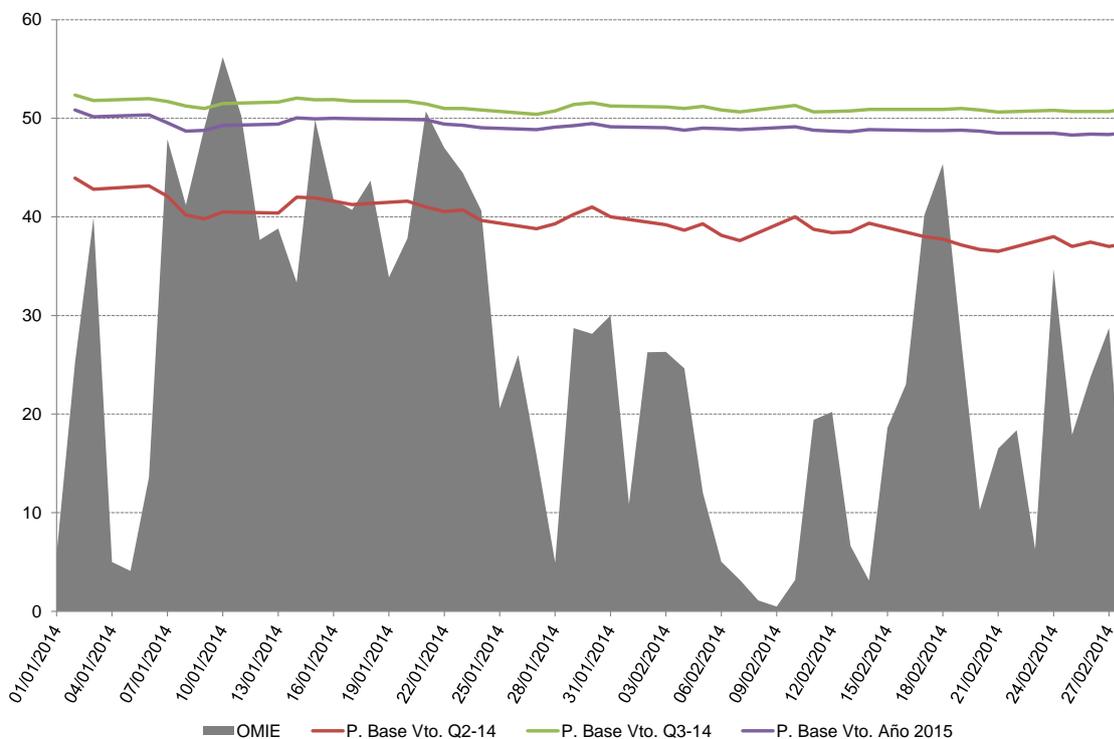
Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de febrero a 28/02/14. Cotizaciones de enero a 31/01/14.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de febrero, el precio medio del mercado diario descendió respecto al registrado en el mes de enero (33,62 €/MWh) un 49,1%, situándose en 17,12 €/MWh.

Señalar que la última cotización disponible del contrato a plazo con vencimiento en febrero, con fecha 31 de enero de 2014, anticipaba un precio medio de 34,7 €/MWh para el mes de febrero de 2014, un 102,7% superior al precio spot registrado en dicho mes (17,12 €/MWh).

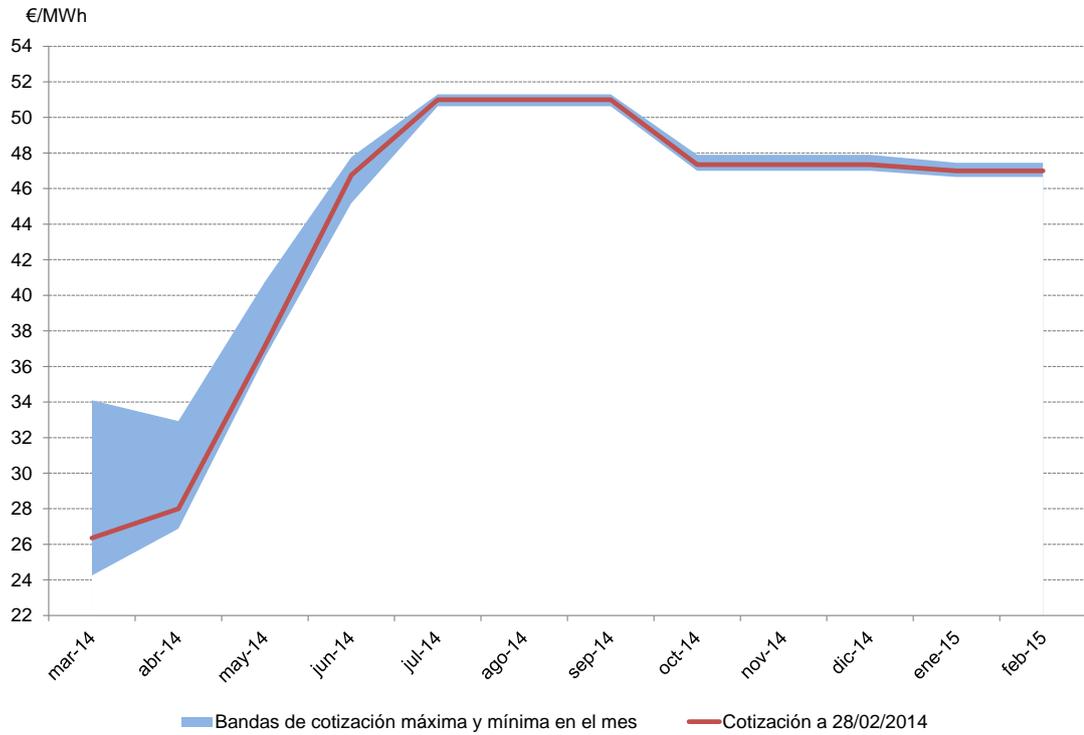
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en España. Periodo: 1 enero de 2014- 28 febrero de 2014.



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 febrero. La cotización de los contratos mensuales con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (abril, mayo y junio) fluctuaron en el rango 26,88–47,77 €/MWh. Por su parte, la cotización del contrato con vencimiento en el Q3-14 osciló en el rango 50,63–51,3 €/MWh y el contrato con vencimiento en el Q4-14 en el rango 47–47,9 €/MWh, en ese mismo mes.

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

En el mes de febrero de 2014, el volumen de negociación en el mercado OTC se situó en torno a 33,2 TWh, un 14,6% inferior al volumen registrado en el mes anterior (38,9 TWh, en enero de 2014), y un 49,5% superior al volumen OTC negociado durante el mismo mes del año anterior (22,2 TWh en febrero de 2013). El volumen acumulado, negociado en el OTC, hasta el mes de febrero de 2014 (72,1 TWh) supone un 21,9% 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 dos primeros meses de 2014, representa el 171% de la demanda eléctrica peninsular (en b.c.) acumulada hasta el 28 de febrero (42,24 TWh).

Por su parte, en el mercado de futuros de OMIP, el volumen de negociación en el mes de febrero de 2014 se situó en 2,2 TWh, un 53,4% inferior al volumen negociado el mes anterior (4,8 TWh, en enero de 2014) y un 20,5% inferior al mismo periodo del año anterior (2,8 TWh, en febrero de 2013). El volumen total negociado en OMIP hasta el mes de febrero de 2014 (7,1 TWh) supone un 17,3% del volumen total negociado en el año 2013 (40,9 TWh).

Finalmente, en el mes de febrero, 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

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.

situó 4,4 TWh (-16,1% respecto al mes anterior) y 3,5 TWh (+21% respecto al mes anterior), respectivamente.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual febrero 2014	Mes anterior enero 2014	% Variación	Acumulado año 2014 (hasta feb.)	Acumulado año 2013 (hasta feb.)	% Variación 2014 / 2013	Total 2013	% Acum. 2014 / Total 2013
OMIP	2.249,6	4.827,5	-53,4%	7.077,1	5.586,4	26,7%	40.881,6	17,3%
OTC registrado en OMIClear	4.446,8	5.299,9	-16,1%	9.746,6	5.567,1	75,1%	38.359,1	25,4%
OTC compensado en BME Clearing	3.451,6	2.853,1	21,0%	6.304,7	4.637,8	35,9%	33.476,6	18,8%
OTC	33.192,4	38.879,2	-14,6%	72.071,6	46.052,7	56,5%	328.498,7	21,9%

* 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 28 de febrero 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 dos primeros meses de 2014, el volumen negociado en OMIP representó el 9,8% del volumen total negociado en el mercado OTC. En el año 2013 dicho porcentaje fue superior (12,1%).

Por otro lado, en el mismo periodo de 2014, el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP representó el 8,9% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OTC+OMIP), inferior al registrado en el mismo periodo del año 2013 (10,8%).

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 a alcanzar un 22,3% a 28 de febrero de 2014.

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

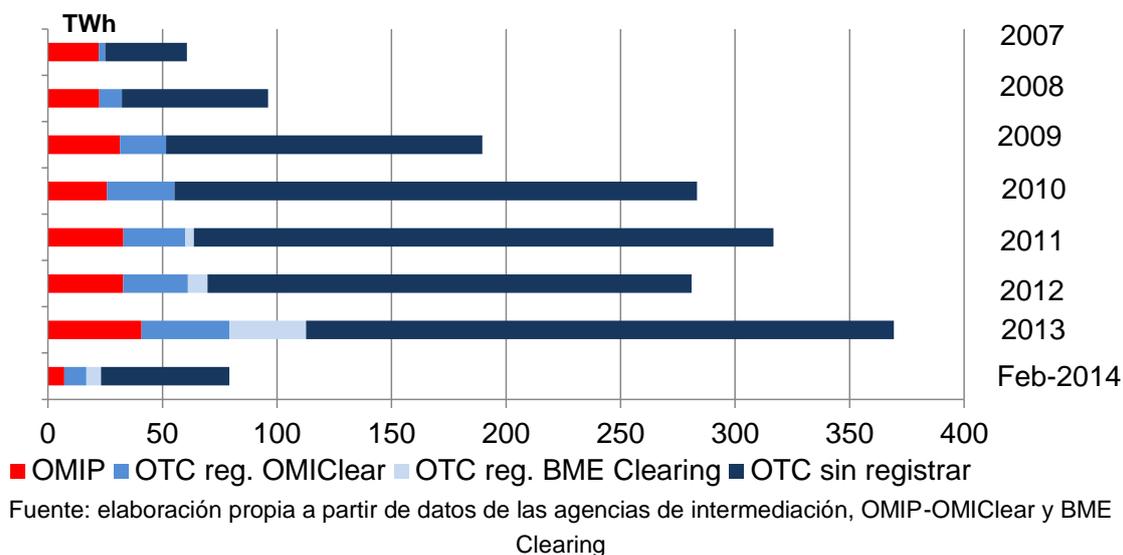
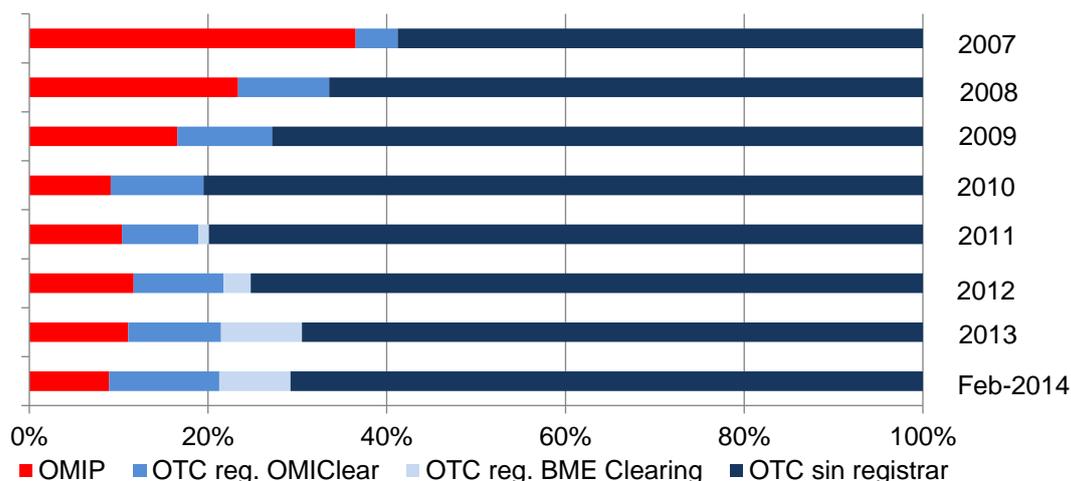
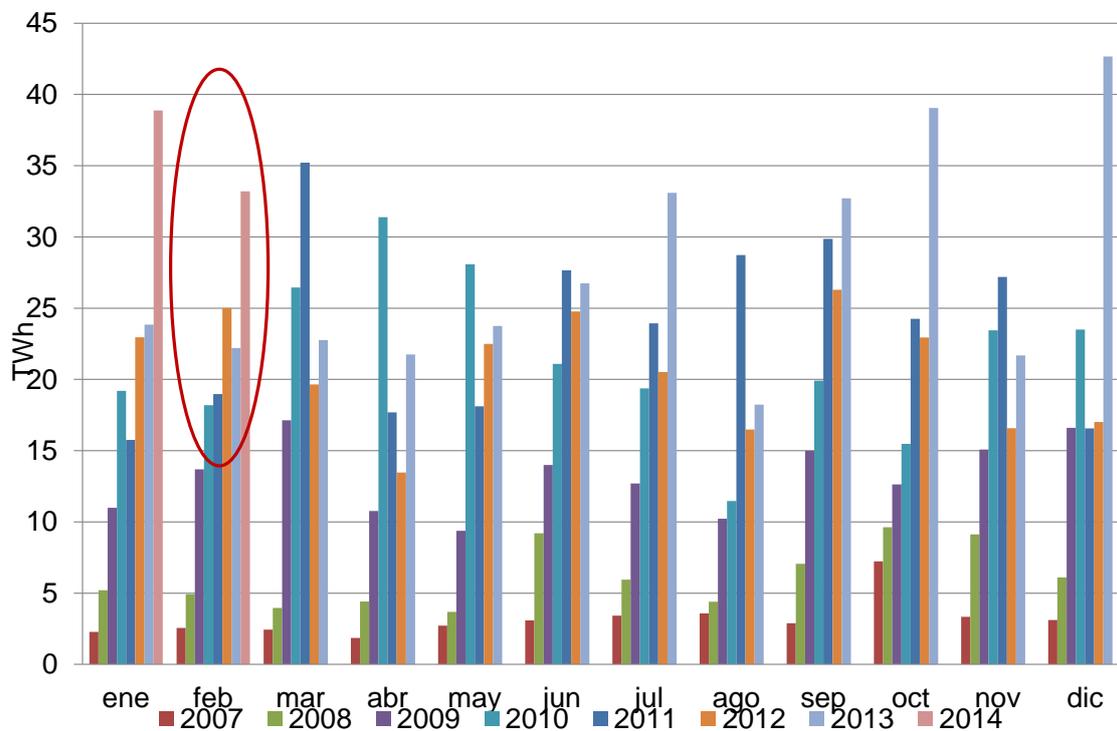


Gráfico 4. Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007 a febrero 2014) (en %)



El Gráfico 5 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado OTC. En el mes de febrero de 2014, el volumen negociado en dicho mercado (33,2 TWh) aumentó un 49,5% respecto al volumen negociado el mismo mes del año anterior (22,2 TWh, en febrero de 2013).

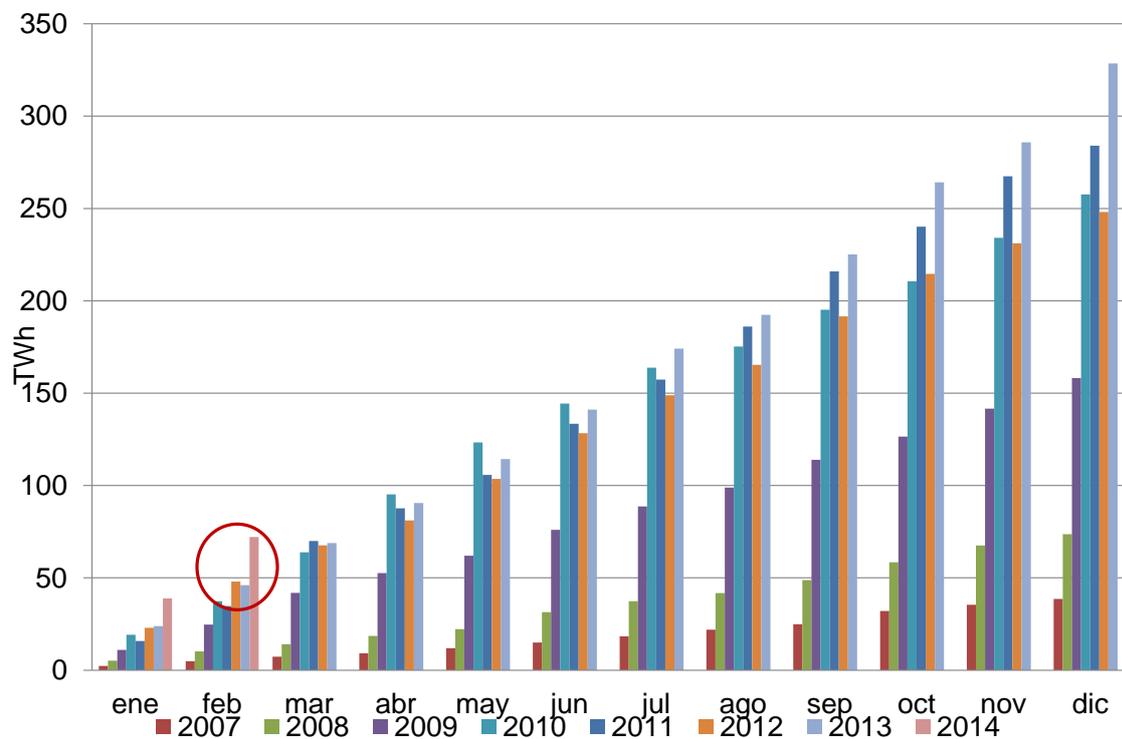
Gráfico 5. Volumen mensual negociado en el mercado OTC (2007 a febrero 2014)



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.

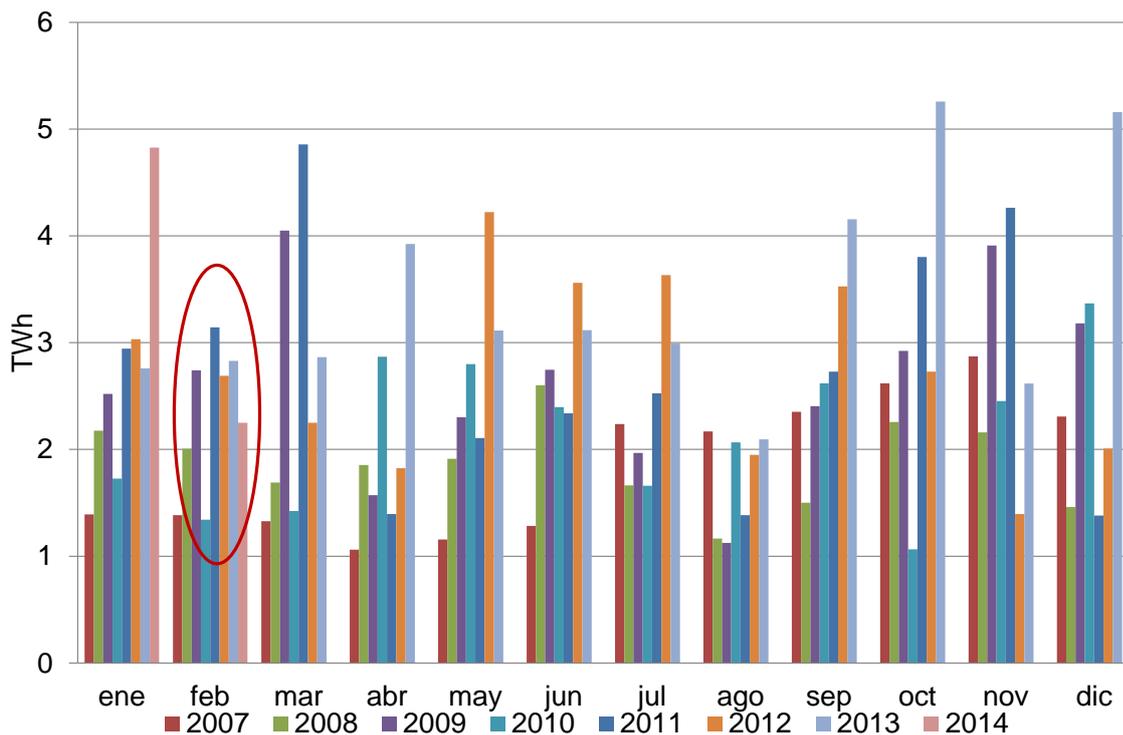
Gráfico 6. Volumen anual acumulado negociado en el mercado OTC (2007 a febrero 2014)



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

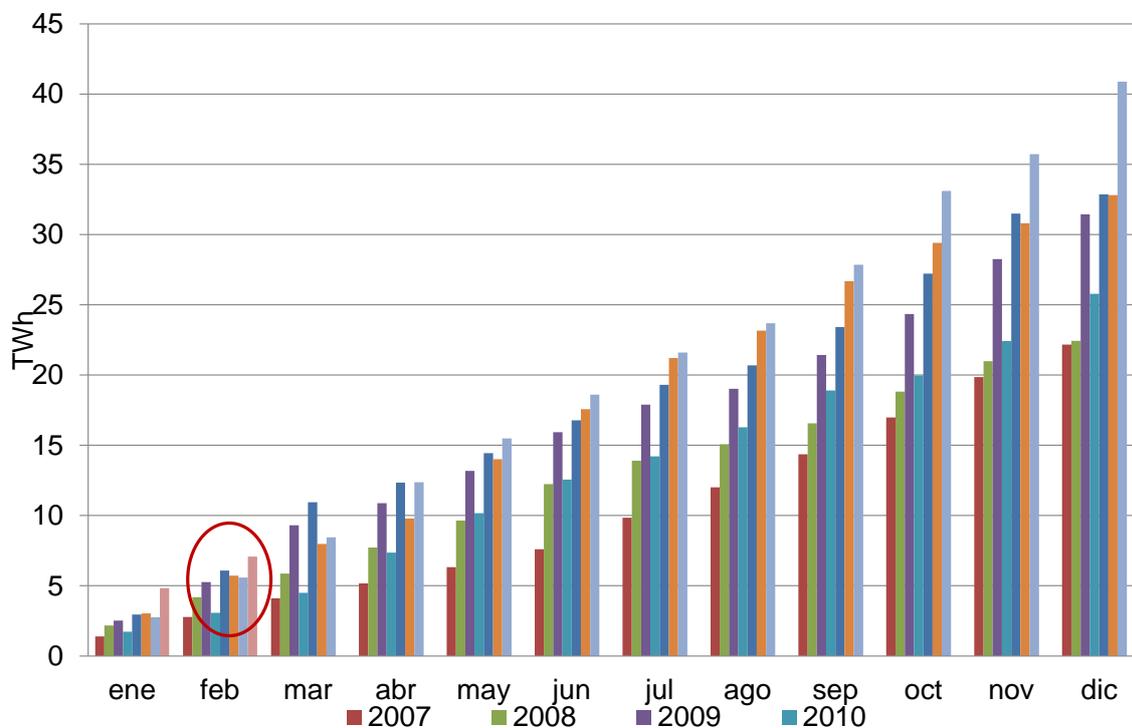
El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en el mercado de futuros de OMIP. En el mes de febrero de 2014, el volumen negociado en OMIP (2,2 TWh) fue un 20,5% inferior al negociado en el mismo mes del año anterior (2,8 TWh en febrero de 2013).

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



Fuente: OMIP-OMIClear

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



Fuente: OMIP-OMIClear

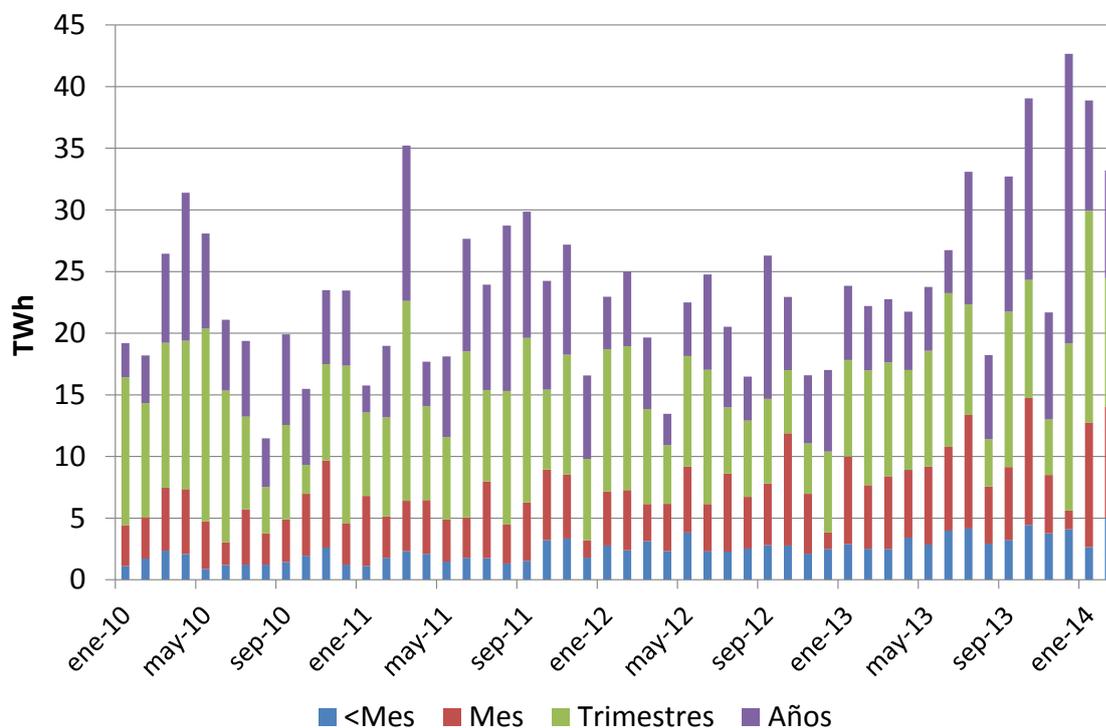
2.2. Negociación en el mercado OTC por tipo de contrato

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

Durante el mes de febrero de 2014, los contratos más negociados en el mercado OTC, en términos de energía, fueron los contratos con periodo de liquidación mensual y trimestral, con el 58,6% (19,4 TWh) del total negociado (33,2 TWh). En el mes de enero de 2014, el porcentaje de negociación de dichos contratos sobre el total negociado en el OTC fue del 70,2% (27,3 TWh).

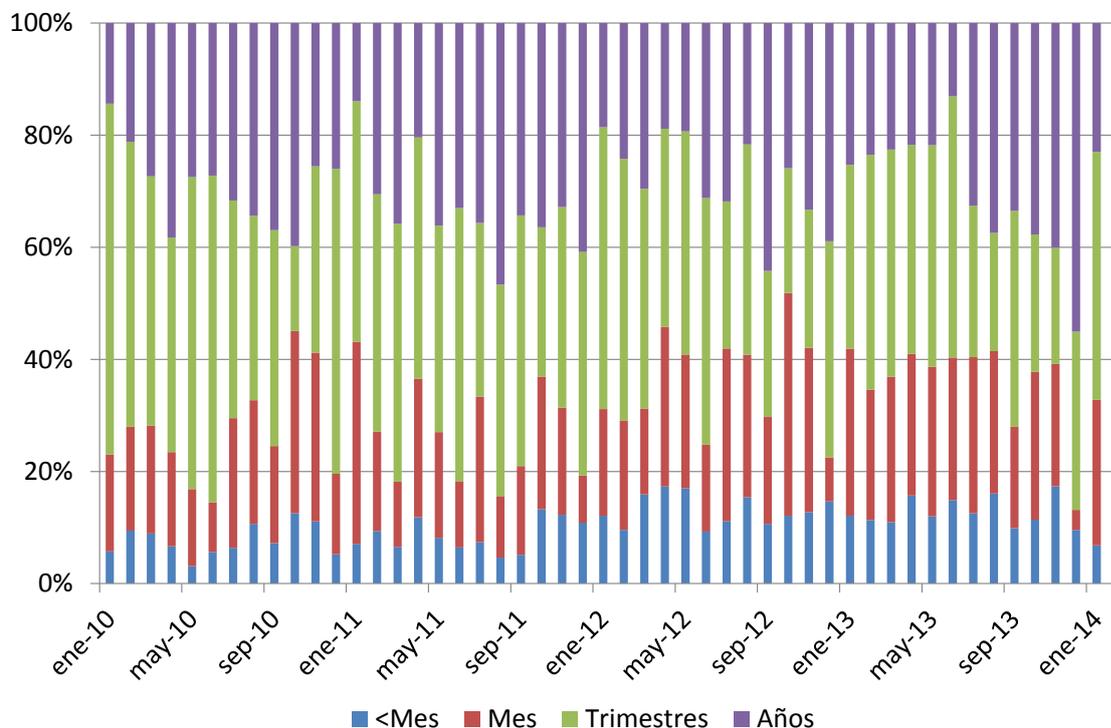
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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 Agencias Mediadoras

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



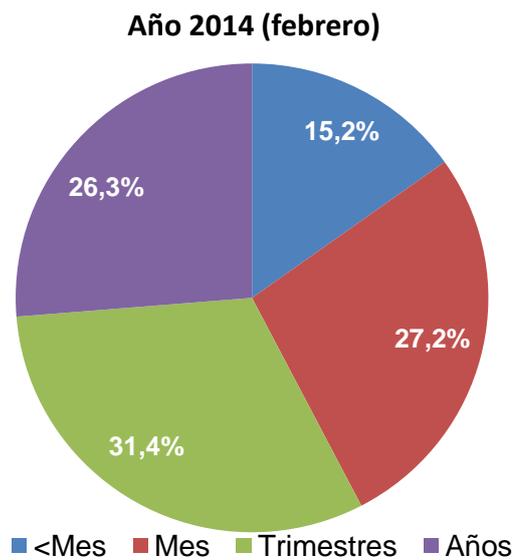
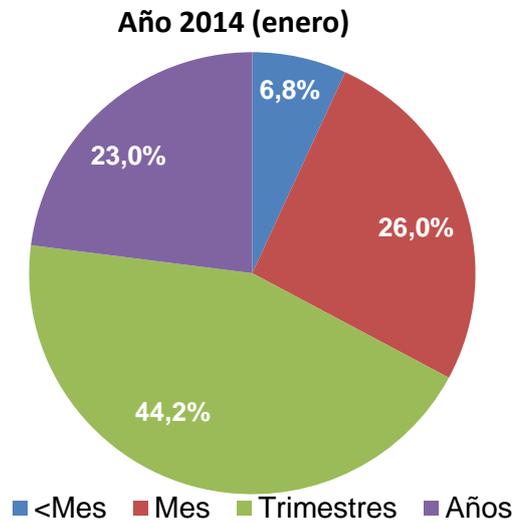
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Agencias Mediadoras

Durante los dos primeros meses de 2014 el 24,4% de la energía negociada en el mercado OTC correspondió al contrato con vencimiento en el año siguiente (Cal+1), habiéndose negociado el 0,1%, en dicho periodo, del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes ascendieron a 24,3% y 0,2% (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 enero y febrero de 2014. En el mes de febrero destaca el descenso registrado en el porcentaje de participación sobre el volumen total negociado de los contratos con liquidación trimestral (de 44,2% en enero a 31,4% en febrero). Asimismo, cabe destacar el ascenso registrado en el porcentaje de participación sobre el volumen total negociado de los contratos con liquidación inferior al mes (de 6,8% en enero a 15,2% en febrero).

Gráfico 11. Volumen de negociación por tipo de contrato (enero de 2014 y febrero 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 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 Agencias Mediadoras

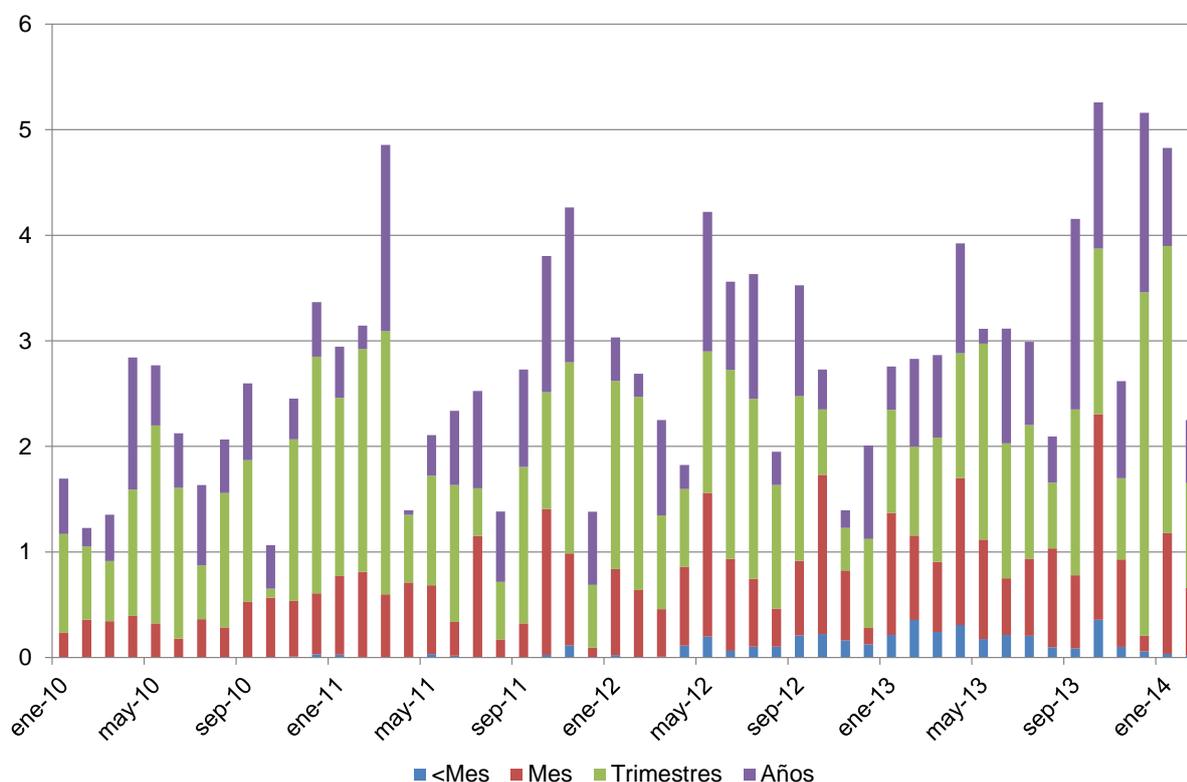
2.3. Negociación en el mercado de futuros de OMIP por tipo de contrato

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

En el mes de febrero de 2014, los contratos con mayor volumen de negociación en el mercado de futuros de OMIP fueron los mensuales y trimestrales con el 28,4% y el 44,3%, respectivamente (con un volumen total negociado de 1,6 TWh en dichos contratos). Por su parte, la negociación de los contratos con liquidación anual representó el 26,5% del volumen total negociado.

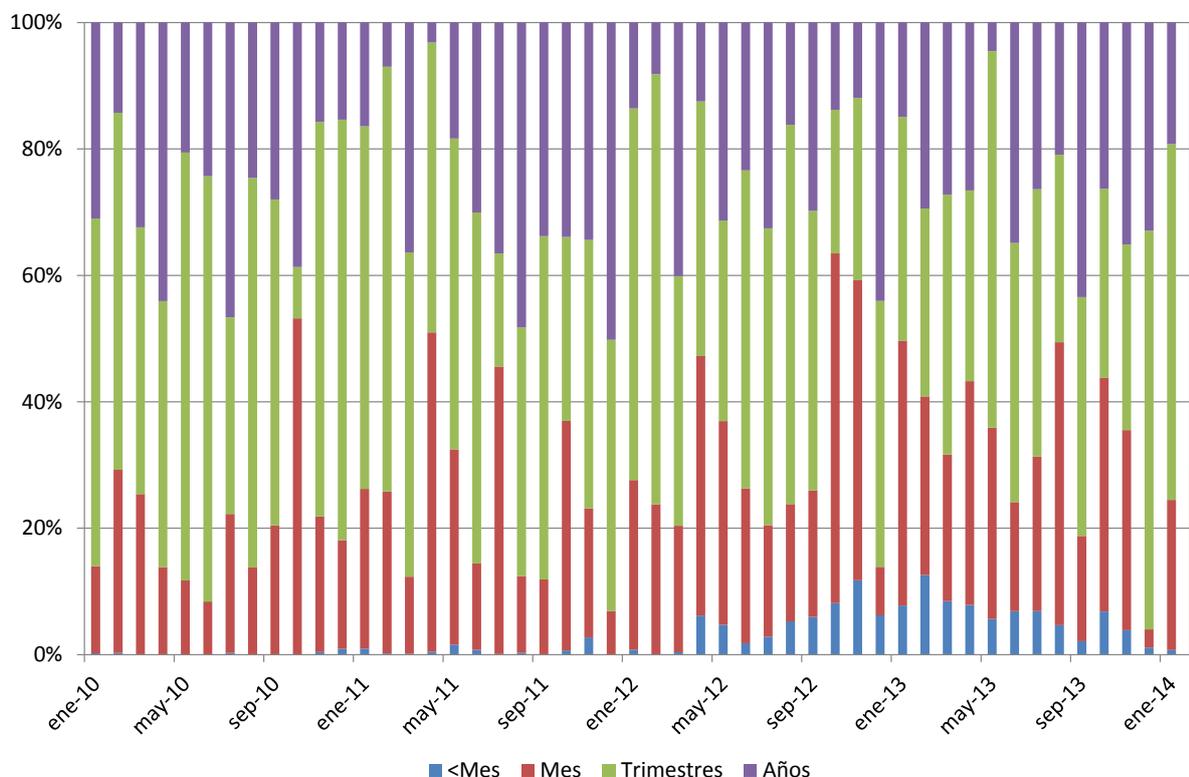
Gráfico 12. Volumen mensual de negociación por tipo de contrato (TWh)



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 %)



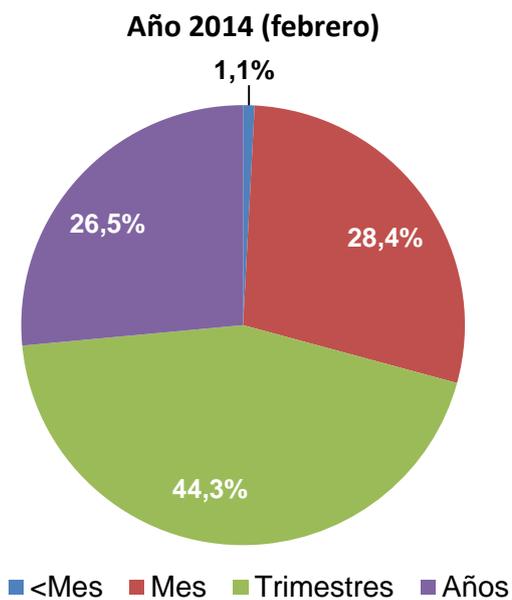
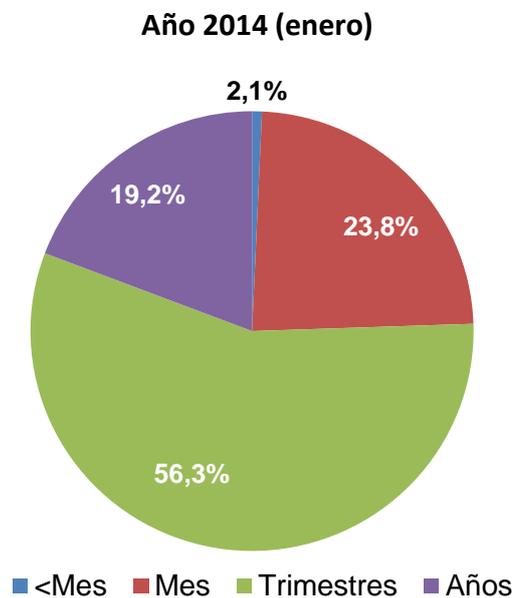
Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales).

Fuente: OMIP-OMIClear

En los dos primeros meses de 2014, el 17,4% de la energía negociada en OMIP correspondió a los contratos con vencimiento en el año siguiente (Cal+1) y el 1,8% a los contratos con vencimiento a dos años vista (Cal+2). En el mismo periodo de 2013, dichos porcentajes se situaron en valores similares: 21,5% para el Cal+1, y 0,8% 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 enero y febrero de 2014. En el mes de febrero, destaca el descenso en la participación de los contratos trimestrales sobre el volumen total negociado, que pasan de representar el 56,3% en el mes de febrero al 44,3% en el mes de enero. Por el contrario, los contratos con liquidación anual pasaron de representar el 19,2% del total negociado en enero de 2014 al 26,5% en el mes de febrero de 2014.

Gráfico 14. Volumen de negociación por tipo de contrato (enero de 2014 y febrero 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.

En el mes de febrero, todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica en Alemania descendieron respecto las registradas el mes anterior, siendo más acusado dicho descenso en la cotización de los contratos con vencimiento más cercano. Así, los contratos con liquidación en los meses de marzo y abril de 2014 registraron un descenso del 6,9% y del 6,4%, respectivamente, en relación a su cotización en enero de 2014.

Esa misma tendencia descendente – con la excepción del contrato con vencimiento en el año 2015 -, fue la registrada por la cotización de los contratos a plazo en el mercado francés. Destaca, el descenso registrado en los precios de los contratos con vencimiento en los meses de marzo y abril de 2014 (un 15,9% y un 14,3% menos que en el mes de enero).

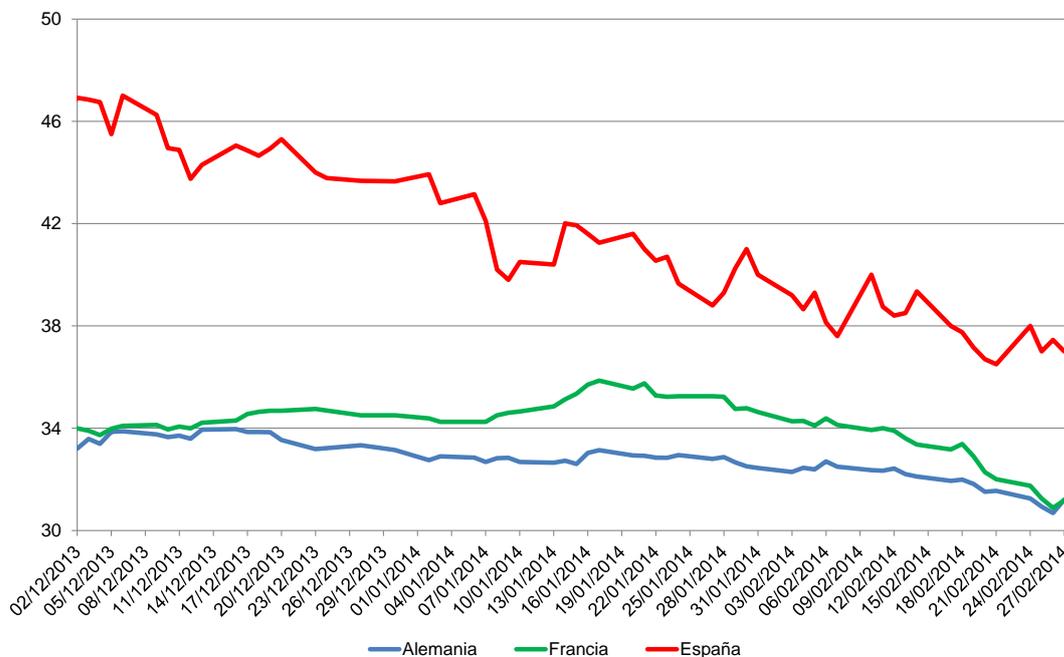
En el mercado español, si bien la cotización del contrato Q2-14 (37,3 €/MWh) registró un descenso del 6,8% respecto su cotización en enero, se situó por encima de la cotización del contrato equivalente en el mercado alemán (31,4 €/MWh) y en el mercado francés (31,55 €/MWh). Asimismo, a finales de febrero, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2015 se situó en el mercado español (48,55 €/MWh; -1,2%) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (36,05 €/MWh; -0,9%) y en Francia (42,83 €/MWh; +0,2%).

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

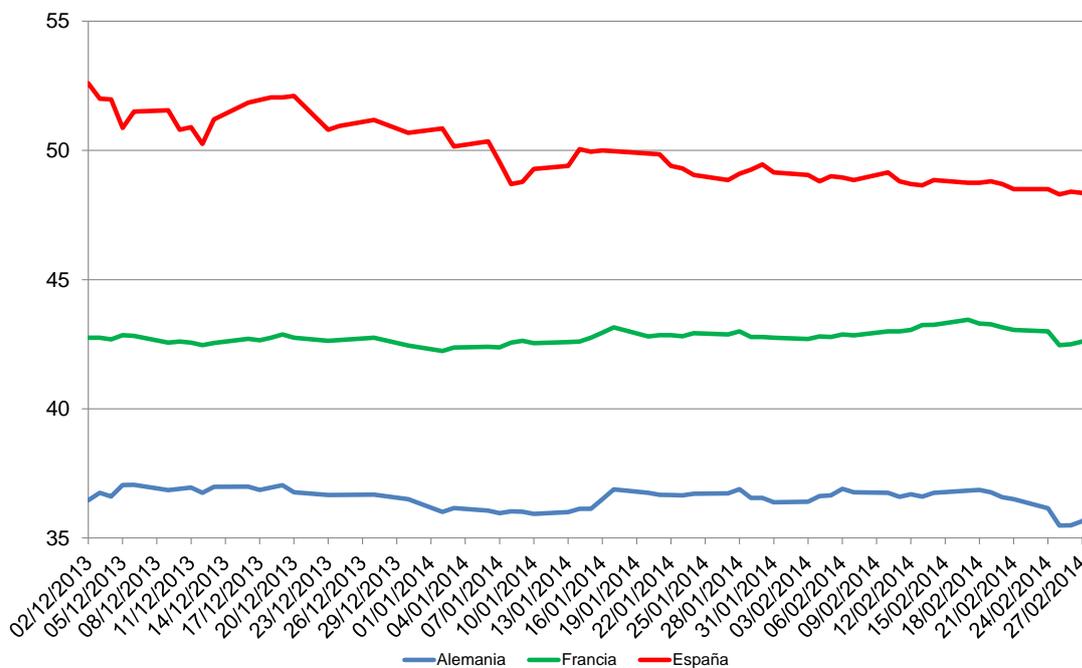
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	febrero-14	enero-14	% Variación feb. vs. ene.	febrero-14	enero-14	% Variación feb. vs. ene.	febrero-14	enero-14	% Variación feb. vs. ene.
mar-14	26,35	35,65	-26,1%	32,33	34,73	-6,9%	38,26	45,50	-15,9%
abr-14	28,00	34,20	-18,1%	31,58	33,73	-6,4%	35,05	40,88	-14,3%
Q2-14	37,30	40,00	-6,8%	31,40	32,44	-3,2%	31,55	34,63	-8,9%
Q3-14	51,00	51,25	-0,5%	34,37	35,10	-2,1%	34,38	35,95	-4,4%
Q4-14	47,35	47,80	-0,9%	38,28	38,70	-1,1%	49,70	50,50	-1,6%
Año 2015	48,55	49,15	-1,2%	36,05	36,38	-0,9%	42,83	42,75	0,2%

Nota: Datos de febrero a 28. Datos de enero a 31
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 15. Evolución precios a plazo en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Contrato Q2-14 y Cal-15. Periodo: 2 diciembre de 2013 – 28 febrero de 2014
 Contrato trimestral Q2-14**



Contrato Anual 2015 (Cal-15)



Fuente: EEX y OMIP

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario en el mes de febrero (véase Cuadro 4 y Gráfico 16), el precio medio del mercado diario en España (17,12 €/MWh) registró un significativo descenso respecto del mes anterior (-49,1%), situándose por debajo de los precios medios registrados en Alemania (33,59 €/MWh; -6,4%) y en Francia (38,69 €/MWh; -1,2%).

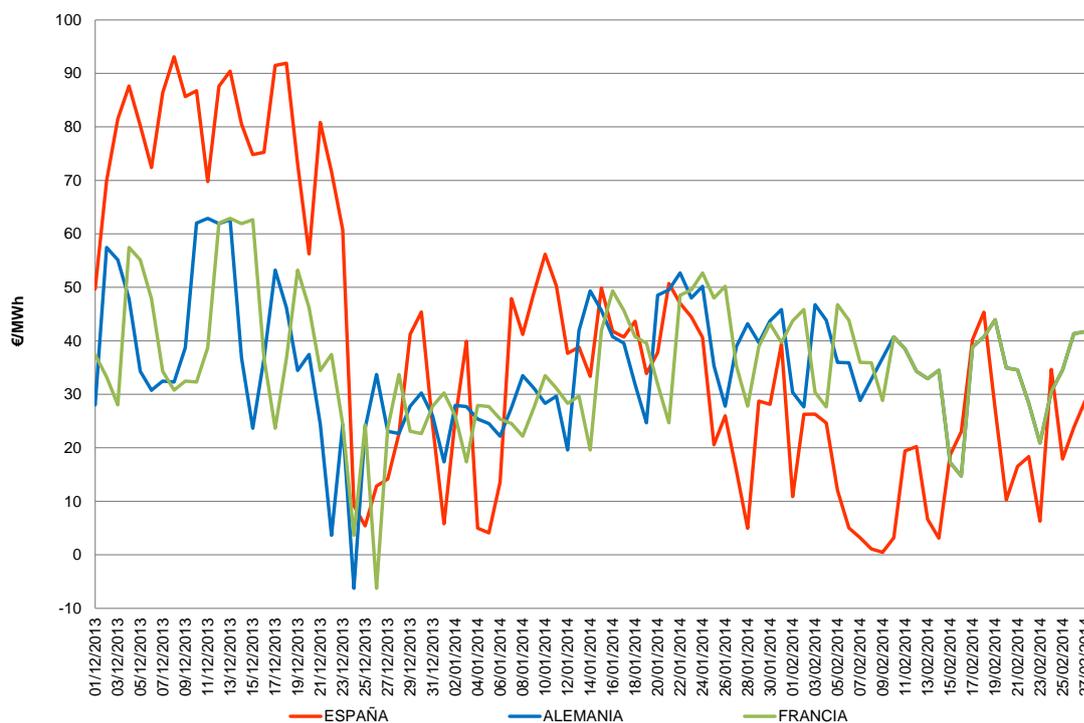
Cuadro 4. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	febrero-14	enero-14	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	17,12	33,62	-49,1%
Alemania	33,59	35,87	-6,4%
Francia	38,69	39,14	-1,2%

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

Gráfico 16. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia.

Periodo: 1 diciembre de 2013 – 28 febrero de 2014

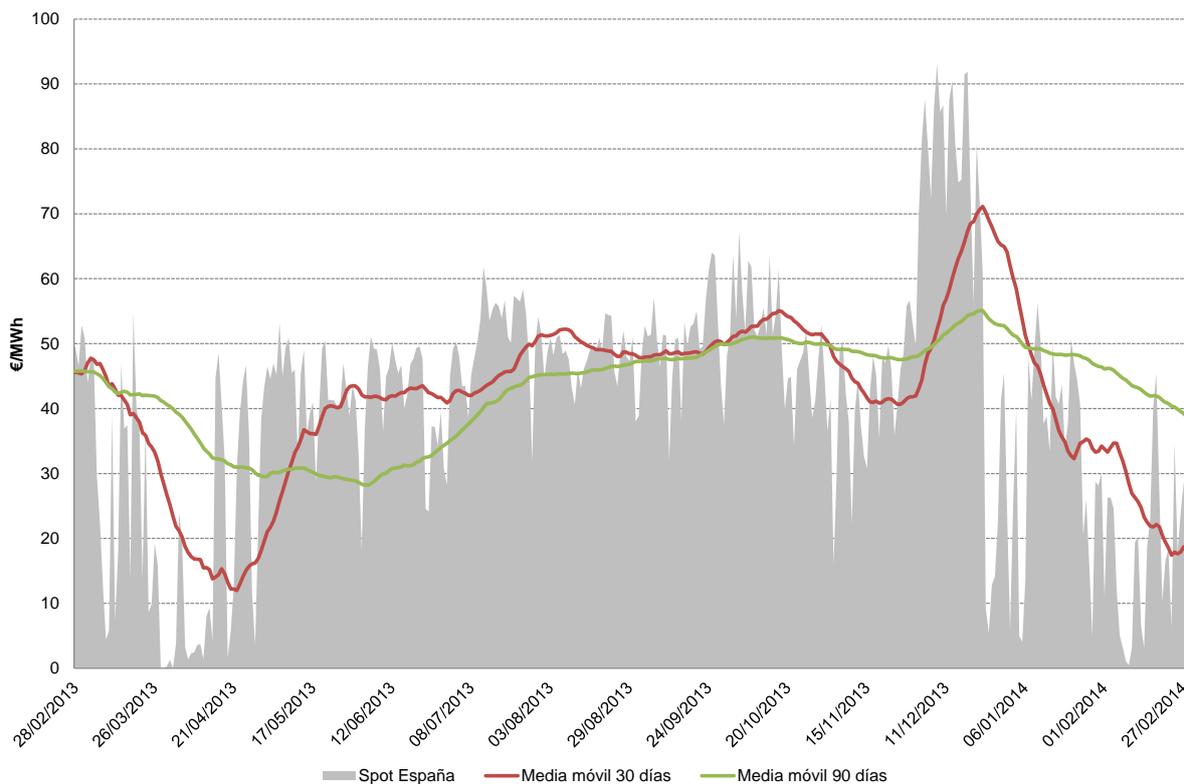


Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX Spot y OMIE

El Gráfico 17 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 28 de febrero, en 17,91 €/MWh frente a 34,23 €/MWh a 31 de enero. La media móvil de los últimos 90 días se situó, a 28 de febrero, en 38,72 €/MWh, a 31 de enero, en 46,42 €/MWh.

Gráfico 17. Evolución del precio del mercado diario en España, medias móviles últimos 30 y 90 días. Periodo: 28 febrero 2013 – 28 febrero 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 presenta la evolución general de las cotizaciones a plazo (y contado) de los combustibles y los derechos de emisión de CO₂.

Comentario general

Durante el mes de febrero, las cotizaciones del Brent y de los derechos de emisión han registrado aumentos, mientras que las cotizaciones del gas natural (referencia NBP) y del carbón han registrado descensos.

Las cotizaciones del Brent para los contratos de futuros con vencimiento a 1 y 3 meses presentaron una tendencia ascendente desde los mínimos del día 4 hasta los máximos del día 24. La mayor variación a la baja entre dos sesiones se produjo el 25 de febrero (descensos del 1% en ambos casos). La mayor variación al alza entre dos sesiones se produjo el 7 de febrero (ascensos del 2,2% y del 2%, respectivamente). En resumen, las cotizaciones de los contratos de futuros del Brent a 1 y 3 meses presentaron unos ascensos en el mes del 2,5% y del 2,8%, respectivamente. A 28 de febrero dichos contratos cotizaron a 109,07 \$/Bbl y a 108,31 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso del gas natural en Reino Unido (NBP), los contratos presentaron descensos. Así, el contrato de futuros mensual con entrega en marzo de 2014, presentó un descenso de un 6,7% y cotizó el 27 de febrero en 23,69 €/MWh. El contrato a plazo trimestral con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 presentó un descenso del 7,3% (23,03 €/MWh a 28 de febrero), mientras que el contrato con entrega el tercer trimestre de 2014 presentó un descenso del 6,7% (23,17 €/MWh a 28 de febrero).

En el caso del carbón, la cotización del contrato con entrega en Mar-14 registró un descenso de un 8,4%, con respecto al mes anterior, cerrando el mes en 72,55 \$/t el 28 de febrero. El contrato trimestral con vencimiento más próximo (Q2-14) registró un descenso de un 6,3%, mientras que el contrato anual Cal-15, registró un descenso de un 2,9% respecto al mes anterior. En concreto, el 28 de febrero el Q2-14 cotizó a 73,75 \$/t y el Cal-15 a 80,68 \$/t.

Los derechos de emisión han registrado ascensos con respecto al mes anterior (en torno al 27,8% de media para los contratos de futuros EUA Dic-14 y EUA Dic-15). Dichos contratos presentaron el mínimo mensual el día 4 de febrero, cotizando ese día a 5,91 €/tCO₂ (EUA Dic-14) y 6,18 €/tCO₂ (EUA Dic-15), y el máximo mensual el día 21 cotizando esos días a 7,23 €/tCO₂ y 7,54 €/tCO₂, respectivamente.

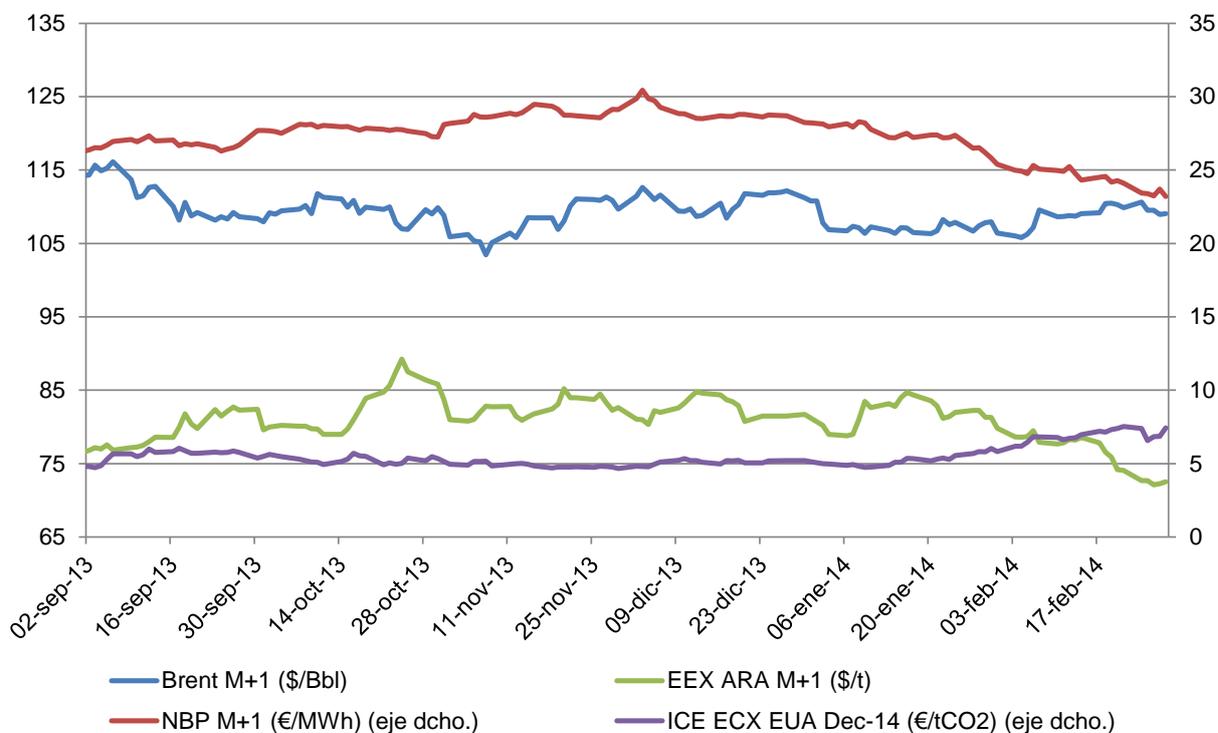
Cuadro 5. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en febrero de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en enero de 2014: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	28-feb-14	Mín.	Máx.	31-ene-14	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	108,83	106,82	110,24	108,18	106,55	110,28	0,6%
Brent entrega a un mes	109,07	105,78	110,64	106,40	106,35	110,80	2,5%
Brent entrega a tres meses	108,31	104,73	109,76	105,37	105,23	110,27	2,8%
Gas natural Europa €/MWh							
Gas NBP Spot	23,36	23,20	25,60	25,60	25,60	27,69	-8,7%
Gas NBP entrega Mar-14	23,69	23,25	25,31	25,40	25,40	27,71	-6,7%
Gas NBP entrega Q2-14	23,03	23,03	24,78	24,85	24,85	26,70	-7,3%
Gas NBP entrega Q3-14	23,17	23,17	24,86	24,83	24,83	26,52	-6,7%
Carbón EEX ARA API2 \$/t							
Carbón entrega Mar-14	72,55	72,10	79,48	79,23	78,88	83,30	-8,4%
Carbón entrega Q2-14	73,75	72,65	79,15	78,71	78,71	81,70	-6,3%
Carbón entrega 2015	80,68	79,70	83,20	83,08	83,08	86,70	-2,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2014	7,15	5,91	7,23	5,59	4,58	5,78	27,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2015	7,44	6,18	7,54	5,83	4,75	6,03	27,6%

- 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 Mar-14 fue a 27/02/14.
- 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 18. 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: 2 septiembre 2013 – 28 febrero 2014



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

3.2.1. Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

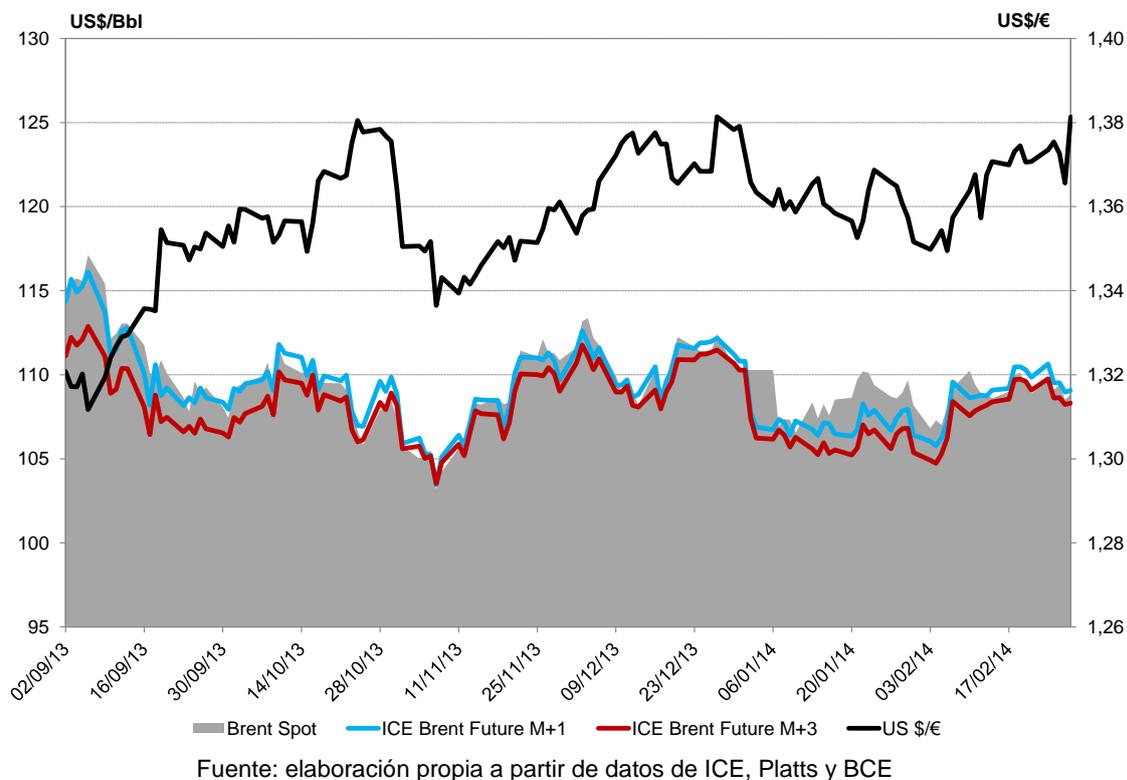
Tal y como se observa en el Gráfico 19, en el mes de febrero la cotización del Brent (spot) ha fluctuado aproximadamente en el rango 107 – 110 \$/Bbl, conformando el límite inferior de ese intervalo las cotizaciones registradas el 3 de febrero, y el límite superior las registradas el día 10.

Durante el mes de febrero, los precios del barril de crudo Brent de referencia en Europa a uno y tres meses oscilaron en el rango de 104,73 \$/Bbl – 110,64 \$/Bbl. Los precios mínimos se presentaron el día 4 y los máximos el día 24 para ambos contratos.

La evolución del tipo de cambio \$/€ mostró una tendencia creciente pasando de valores de 1,35 a comienzos de mes hasta alcanzar los 1,38 a día 28 de febrero (depreciación del dólar).

Los precios de los contratos a 1 y 3 meses en €/Bbl oscilaron en el mes de febrero en el rango 77,47 €/Bbl – 80,72 €/Bbl, presentándose el mínimo mensual el 4 de febrero y el máximo el 7 de febrero.

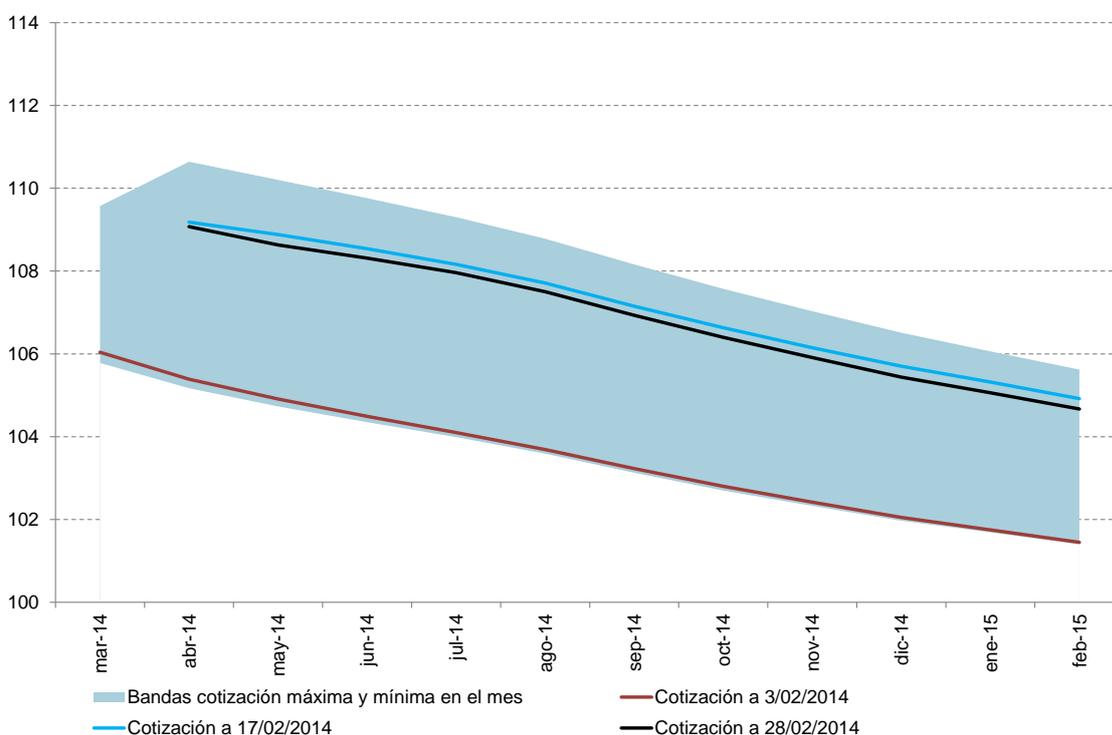
Gráfico 19. Evolución cotización del Brent (\$/Bbl) y del tipo de cambio (\$/€).
Periodo: 2 septiembre 2013 – 28 febrero 2014



Entre los factores que contribuyeron al ascenso en los precios del petróleo se destacan la creciente demanda, la incertidumbre en el aprovisionamiento por las tensiones geopolíticas en Libia, Venezuela y Sudán, así como el incremento en las reservas monetarias estadounidenses.

El Gráfico 20 muestra el rango de variación de la curva a plazo del Brent en el mes de febrero. En dicho gráfico se observa la estructura de la curva a plazo a 28 de febrero, que muestra un perfil decreciente con el plazo de vencimiento de los contratos, entre los 109,07 y los 104,67 \$/Bbl. La cotización del contrato Brent M+12 (febrero de 2015) ha fluctuado en el rango 101,40 – 105,62 \$/Bbl, finalizando el 28 de febrero en 104,67 \$/Bbl. Las bandas de fluctuación entre los valores mínimos y máximos de la curva a plazo del Brent se encuentran en el rango de 3,8 – 5,5 \$/Bbl para el periodo mostrado en el gráfico.

Gráfico 20. Evolución de la curva a plazo del Brent (\$/Bbl)



Nota: el último día de cotización del contrato mar-14 es el 13 de febrero, por lo que la curva a plazo a 28/02/2014 no muestra dicho valor

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

3.2.2. Evolución del gas natural

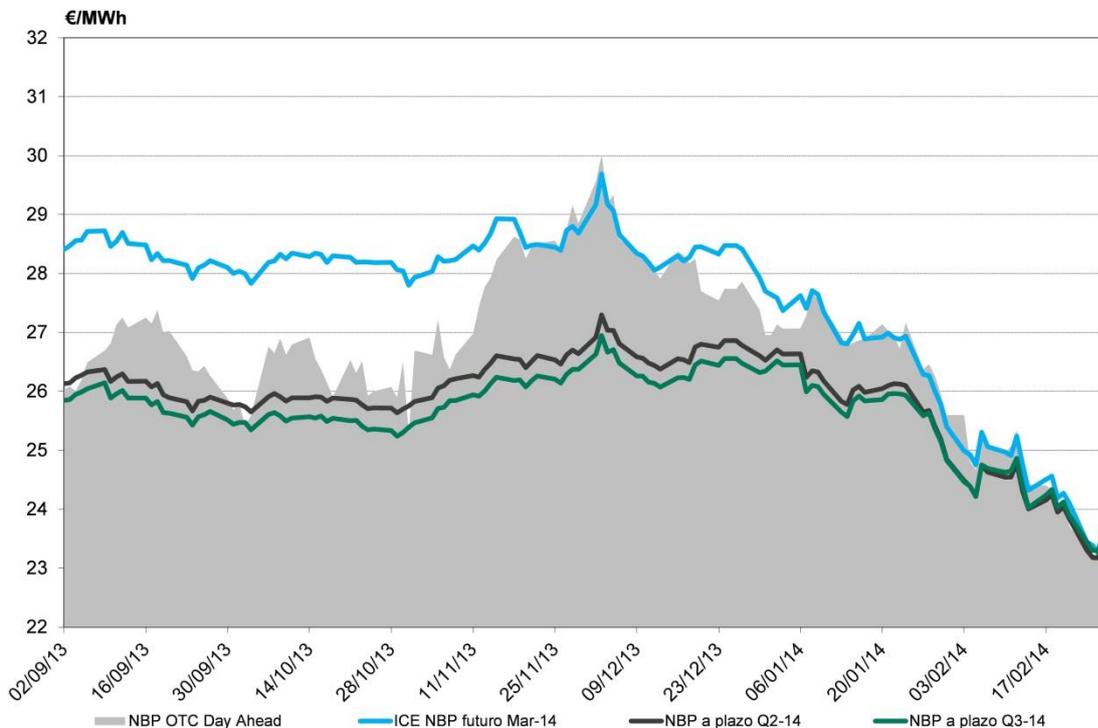
Los precios europeos de gas natural presentaron una tendencia decreciente durante el mes de febrero debido a temperaturas suaves y a un buen nivel de aprovisionamientos. El contrato mensual (referencia NBP) con entrega en marzo de 2014 registró a 28 de febrero una cotización de 23,69 €/MWh (un 6,7% inferior respecto a la registrada a 31 de enero).

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo del contrato de gas natural en NBP con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (Q2-14) ha oscilado en el rango 23,03 €/MWh – 24,78 €/MWh (el máximo se registró el 12 de febrero y el mínimo el 28 de febrero), cotizando ese mismo día en 23,03 €/MWh (-7,3% respecto al mes anterior).

Asimismo, el contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014 (Q3-14), presentó los valores máximos el día 12 y los mínimos el día 28, oscilando en el rango 23,17-24,86 €/MWh, cotizando el día 28 en 23,17 €/MWh, un 6,7% inferior al valor del mes anterior. Los precios del contrato Q3-14 se situaron 0,1 €/MWh en media por encima de los precios del contrato Q2-14 (véase Gráfico 21).

Gráfico 21. Evolución precios del gas natural en Reino Unido (NBP). Contrato spot, mensual con vencimiento en marzo 2014 y trimestrales Q2-14 y Q3-14 (en €/MWh).

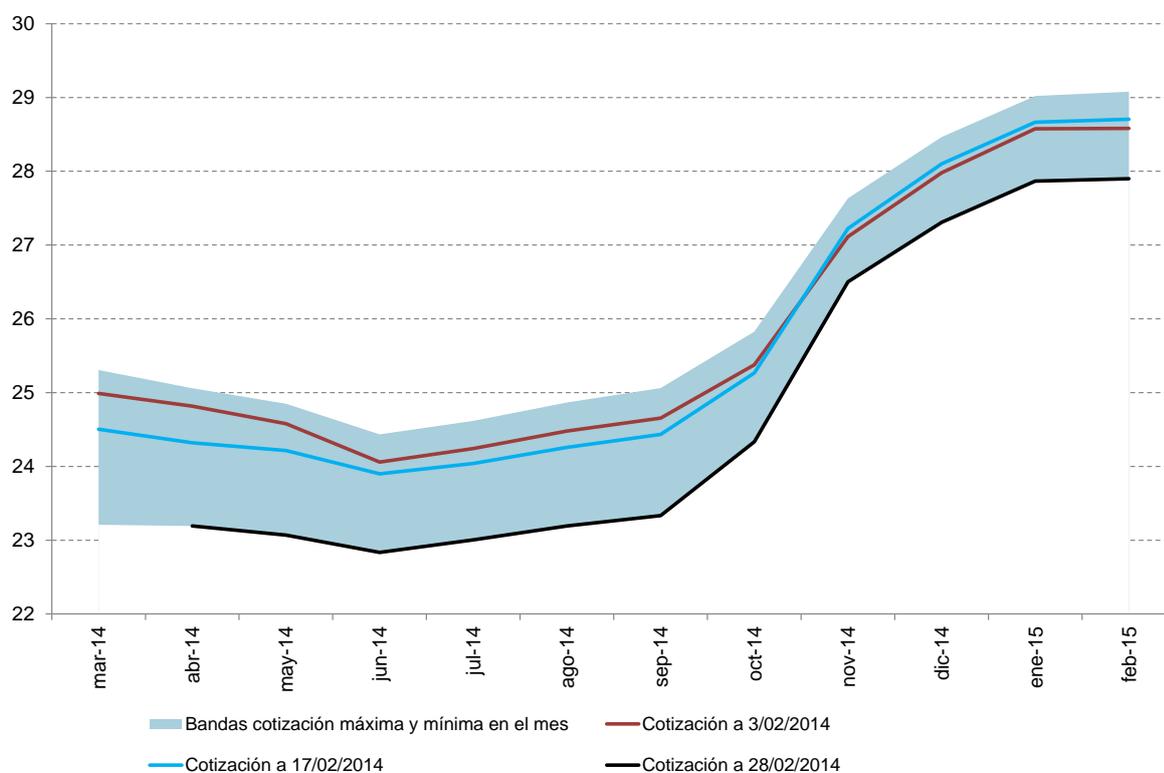
Periodo: 2 septiembre 2013 – 28 febrero 2014



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

La evolución de la curva a plazo del gas, a 28 de febrero, obtenida a través de los futuros mensuales en el Reino Unido para el Punto Nacional de Balance (NBP) presenta una tendencia descendente desde 23,19 €/MWh en abril de 2014 hasta 22,83 €/MWh en junio de 2014. A partir de ahí se inicia un ascenso hasta el nivel de 27,9 €/MWh en febrero de 2015. La banda de fluctuación entre los valores mínimos y máximos presentados para los precios de cierre de cada uno de los contratos mensuales a lo largo de febrero presenta un rango medio de 1,54 €/MWh.

Gráfico 22. Evolución curva a plazo del gas natural en NBP (€/MWh)

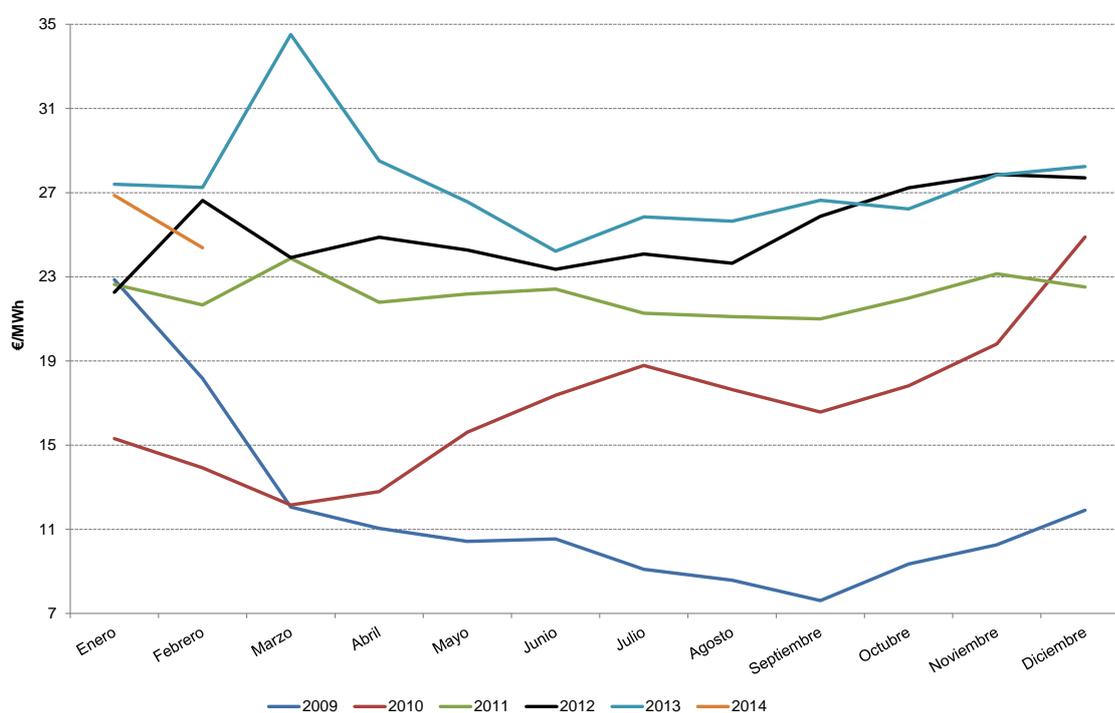


Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE y BCE

Durante el mes de análisis los precios spot en Reino Unido se han mantenido en un rango de 23,2 €/MWh – 25,6 €/MWh; registrando el valor máximo el día 3 y el mínimo el día 25. La cotización a 28 de febrero (23,36 €/MWh) se sitúa un 8,7% por debajo de la cotización a 31 de enero.

La media del mes de febrero, de 24,38 €/MWh, fue inferior a la media del mismo mes del año anterior (-10,5%) y un 9,3% inferior a la media de enero de 2014 (26,87 €/MWh).

Gráfico 23. Evolución medias mensuales precios spot en NBP (€/MWh)

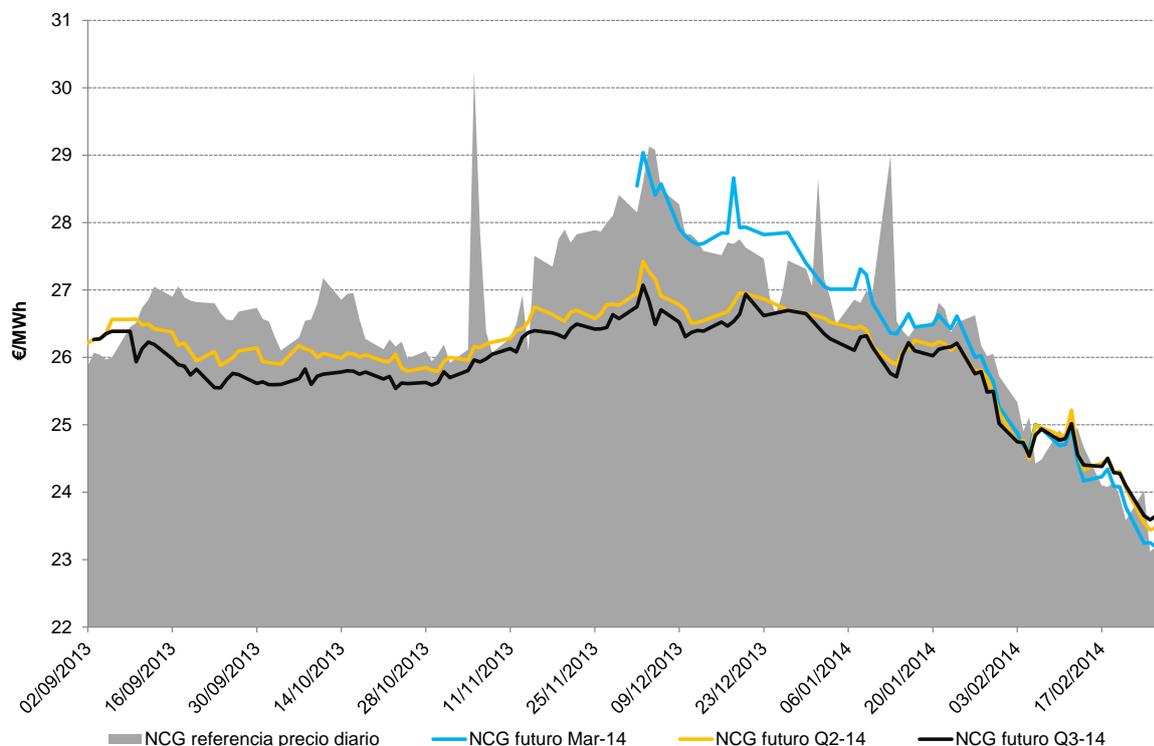


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts y BCE

Cotizaciones de gas natural en Alemania

En el caso del contrato de futuros NCG (NetConnect Germany) en EEX con vencimiento en el segundo trimestre de 2014, la cotización ha oscilado en el mes de análisis en el rango 23,44 €/MWh – 25,22 €/MWh. El 12 de febrero se presentó el máximo mensual y el mínimo se registró el día 25 (23,44 €/MWh). En el último día del mes (28) la cotización fue de 23,46 €/MWh lo que representa un descenso del 6,8% respecto al mes anterior. Por su parte, el contrato con vencimiento en el tercer trimestre de 2014, presentó el valor máximo el día 12 y el valor mínimo el día 28, oscilando entre 23,43 €/MWh – 25,02 €/MWh. El contrato Q3-14 se situó en media 0,01 €/MWh por debajo del contrato Q3-14 a lo largo del mes de febrero (véase Gráfico 24).

Gráfico 24. 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

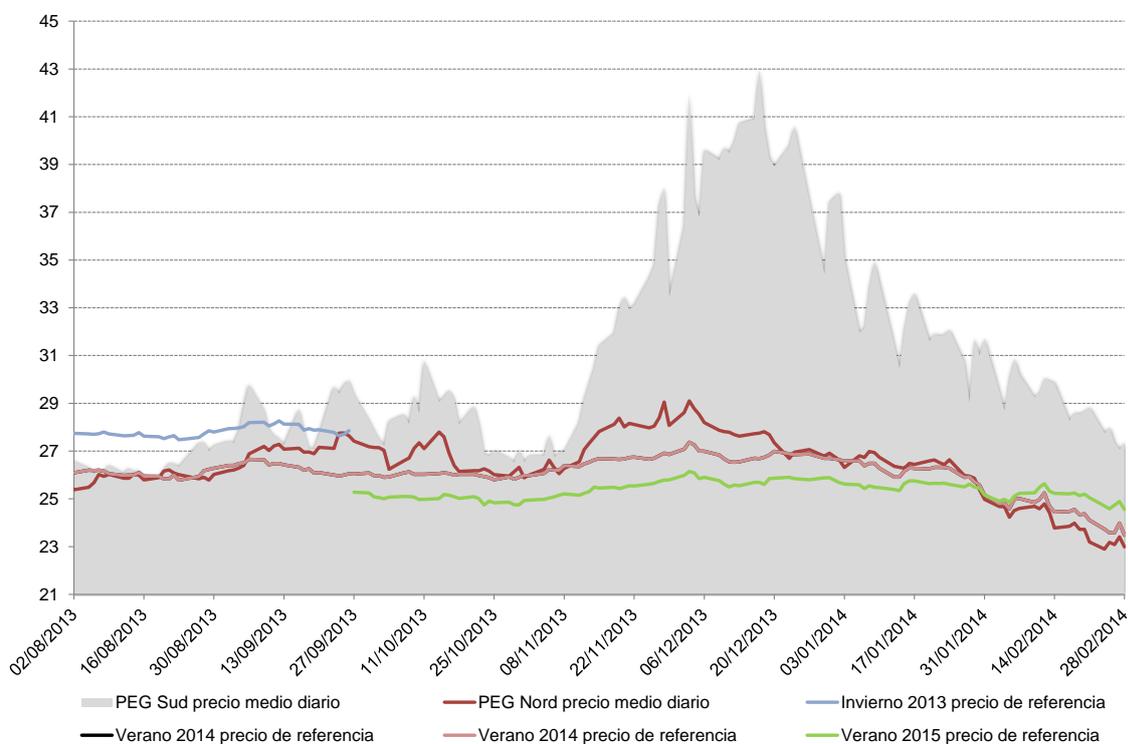
Precios de gas natural en Francia (PEG sud y PEG Nord)

Durante el mes de análisis, 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 (4,96 €/MWh en febrero frente a una diferencia de 6,09 €/MWh en enero). En el mes de febrero el precio de la zona sur estuvo por encima de la zona norte durante todo el mes. En concreto, la zona sur presentó una media en febrero de 28,91 €/MWh y la zona norte de 23,95 €/MWh, lo que representó un descenso con respecto al mes anterior en la zona sur de un 10,9% y de un 9,2% en la zona norte (32,46 €/MWh y de 26,36 €/MWh en enero, respectivamente).

El 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 descensos. En concreto, el contrato invierno 2014 cerró con un precio de 25,96 €/MWh (a 28 de febrero) lo que representó un descenso del 3,9% frente al precio de cierre del mes anterior (27,01 €/MWh el 31 de enero). Asimismo, el contrato verano 2014, que abarca el segundo y tercer trimestres de 2014, registró un descenso en su cotización de un 6,7% (cotizó en 23,48 €/MWh el 28 de febrero frente a 25,17 €/MWh el 31 de enero).

El diferencial medio entre el contrato invierno 2014 y verano 2014 se situó en media en febrero en 2,16 €/MWh. Dicho diferencial se sitúa en niveles superiores al diferencial medio registrado del cuarto trimestre de 2013 (1,5 €/MWh) y del tercer trimestre de 2013 (1,58 €/MWh). Una mayor amplitud de dicho diferencial implica un mayor valor estratégico a la hora de reservar capacidad en los almacenamientos subterráneos de gas natural. Cabe destacar que para el contrato estacional verano 2015 su nivel de cotización estuvo por encima del contrato verano 2014 (en el mes de febrero, en media, la cotización del contrato verano 2015 resultó superior en 0,63 €/MWh a la del contrato verano 2014).

Gráfico 25. Evolución precios spot y futuros estacionales de gas en Francia (€/MWh)



Nota: en la referencia de precio diaria de Powernext se muestra el valor correspondiente al día de entrega.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Powernext

Otras referencias de precios

Desde comienzos de agosto de 2012, los precios del GNL para el sudoeste de Europa (referencia SWE publicada por Energy Intelligence) presentaron una tendencia ascendente, interrumpida desde finales de enero hasta mediados de febrero de 2013. Posteriormente, los precios continuaron aumentando hasta mediados de marzo alcanzando niveles récord en esa quincena y disminuyendo hasta mediados de junio. Durante el mes de julio de 2013 los precios GNL en el sudoeste de Europa volvieron a aumentar, para luego alcanzar un mínimo anual a finales de septiembre. Posteriormente, los precios se han incrementado de manera abrupta, obteniéndose en enero de 2014 una cifra ligeramente superior al récord histórico de marzo de 2013, descendiendo durante el mes de febrero de 2014 debido a la menor demanda de cargamentos spot.

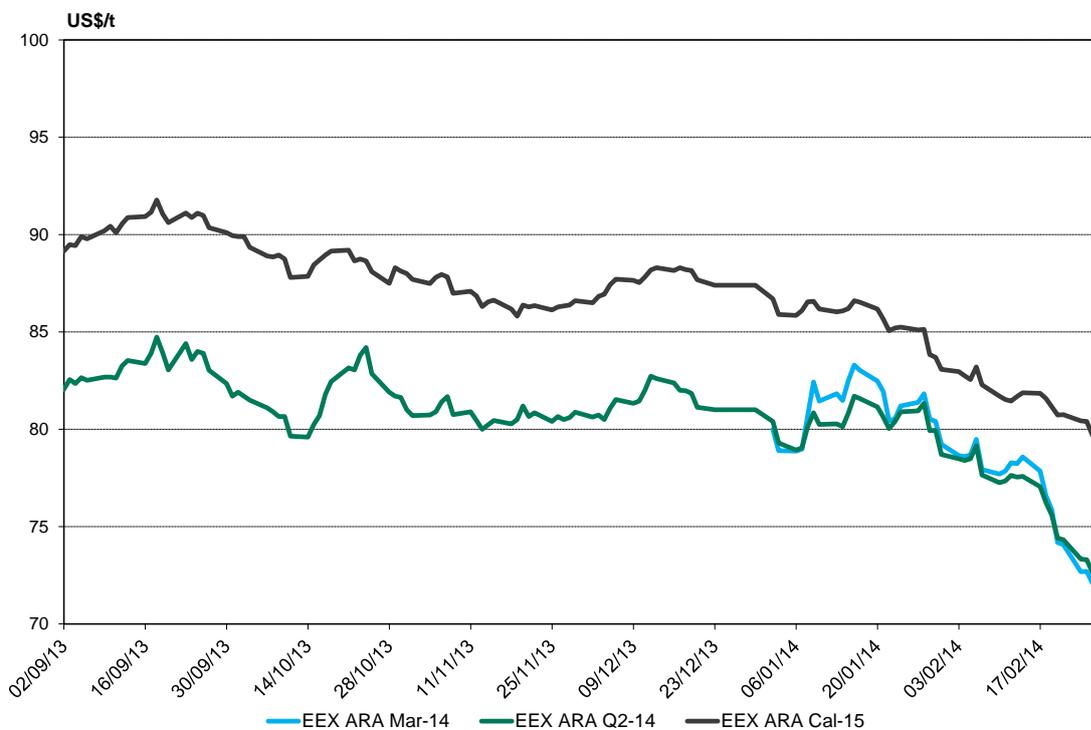
Los precios del GNL para el noreste de Asia (referencia NEA, publicada por Energy Intelligence) iniciaron la tendencia ascendente a mediados de septiembre de 2012 y a mediados de febrero de 2013 se observa una caída en sus precios, que se mantiene hasta mayo. A partir de aquí, los precios han seguido una tendencia generalizada ascendente, a excepción de un ligero retroceso entre el 15 de julio y el 26 de agosto de 2013, y del descenso durante todo el mes de diciembre, produciéndose apenas variaciones de precios en el mes de febrero de 2014.

3.2.3. Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo en EEX del contrato de carbón de calidad API2 con entrega en ARA (Ámsterdam-Rotterdam-Amberes) y vencimiento en el segundo trimestre de 2014 ha mostrado una tendencia descendente desde el máximo del día 6 (79,15 \$/t) hasta alcanzar el valor mínimo de 72,65 \$/t a día 26 de febrero. A finales de mes, la cotización fue de 73,75 \$/t, lo que representa una variación de un 6,3% respecto a la cotización a día 31 de enero. En €/t las cotizaciones de ese contrato oscilaron entre 52,93 €/t (26 de febrero) y 58,65 €/t (6 de febrero).

El diferencial de precios entre el contrato anual y el trimestral con vencimiento más inmediato se situó en el rango de (+3,82 \$/t – +7,1 \$/t). El contrato anual Cal-15 se ha mantenido durante el mes de febrero en el rango de 79,7 – 83,2 \$/t.

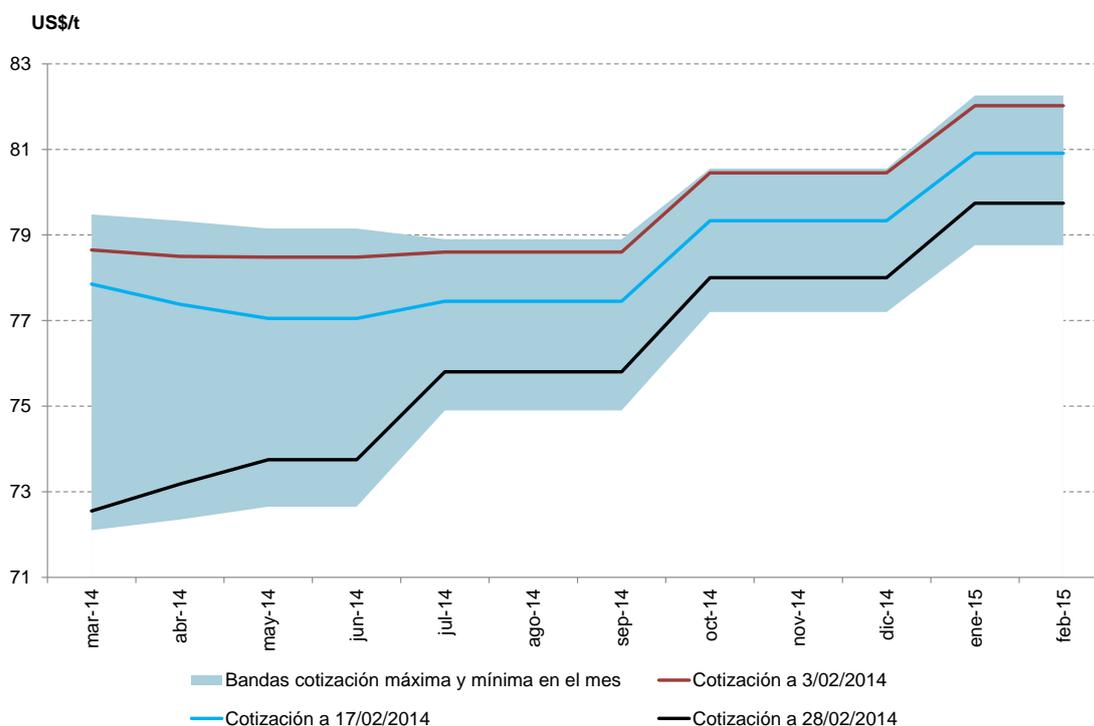
Gráfico 26. Evolución precios del carbón (futuros EEX ARA, \$/t). Periodo 2 septiembre 2013 – 28 febrero 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

El gráfico siguiente muestra la evolución de la curva a plazo del carbón durante el mes de febrero. A 28 de febrero, la curva a plazo muestra una tendencia creciente en todo el periodo mostrado.

Gráfico 27. Evolución de la curva a plazo de los precios del carbón (futuros EEX ARA)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX

El descenso en los precios del carbón en el mes de febrero se debe principalmente a la escasa demanda debida a los altos inventarios existentes producidos por un menor consumo de carbón en un entorno de temperaturas invernales elevadas.

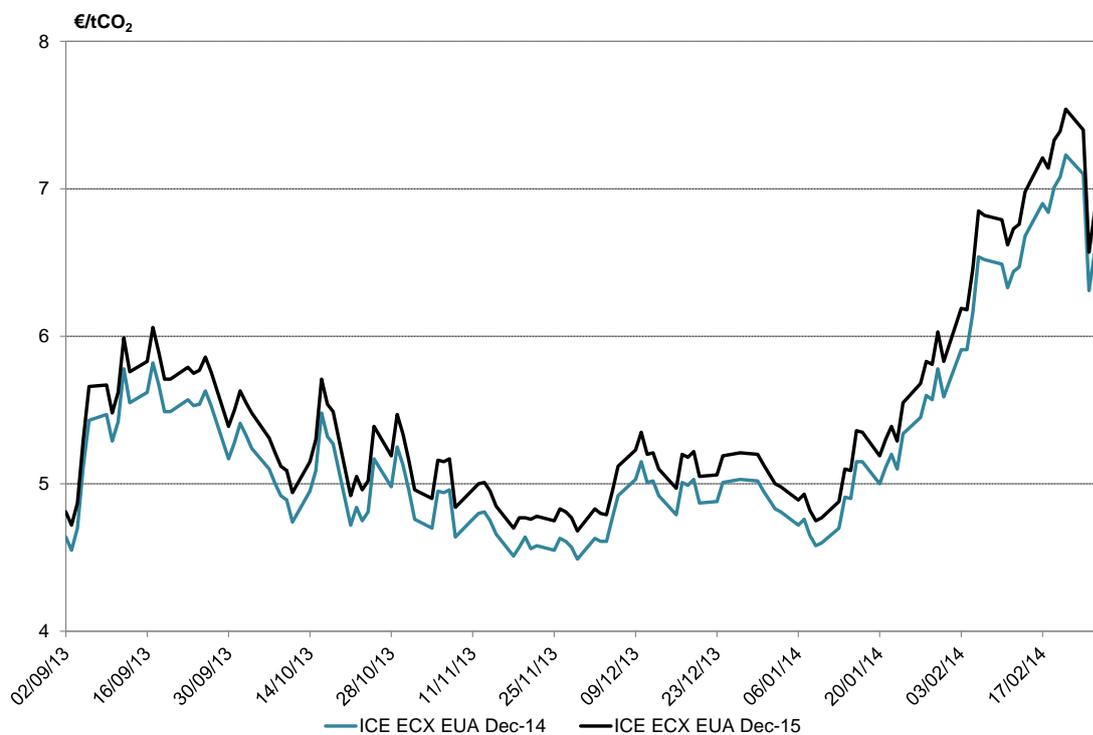
3.2.4. Evolución de los derechos de emisión de CO₂

Durante el mes de análisis, la cotización a plazo de los derechos de emisión EUA ha mostrado una tendencia ascendente.

Las cotizaciones de los futuros oscilaron en el rango 5,91 €/tCO₂–7,23 €/tCO₂ el contrato EUA Dic-14, y en el rango 6,18 €/tCO₂–7,54 €/tCO₂ para el contrato EUA Dic-15. En ambos casos los mínimos y máximos se registraron el 4 y el 21 de febrero, respectivamente.

El diferencial de precios entre los contratos EUA Dic-14 y EUA Dic-15 ha mostrado una tendencia estable, manteniéndose en el rango 0,26 €/tCO₂–0,32 €/tCO₂. A cierre del mes de febrero (día 28) la cotización del contrato EUA Dic-14 ha contabilizó un ascenso del 27,9% con respecto al 31 de enero, situándose el 28 de febrero en 7,15 €/tCO₂. Asimismo, la cotización del EUA Dic-15 (7,44 €/tCO₂ a 28 de febrero) ha ascendido un 27,6% respecto la registrada el 31 de enero.

Gráfico 28. Evolución precio emisiones (EUA) Periodo: 2 septiembre 2013 – 28 febrero 2014



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ICE

El principal factor explicativo del incremento de precios en los derechos de emisión europeos (EUAs) en el mes de febrero fue el avance positivo del *backloading* que situó la cotización en niveles máximos desde noviembre de 2012.

3.3. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-14 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 (28/02/14 vs. 31/01/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Q2-14 registró un descenso del 6,8% (37,30 €/MWh a 28 de febrero), frente al indicador de coste variable a plazo estimado de un CCGT (tiene en cuenta la evolución de los precios a plazo del gas NBP y de los derechos de emisión de CO₂) que se redujo un 5,9% en el mismo periodo.

Por su parte, el indicador de coste variable a plazo estimado de una central de carbón - incluyendo costes de transporte, peajes, O&M e impuestos - se redujo un 1,1% entre el 31/01/14 y el 28/02/14.

Respecto al mes anterior (28/02/14 vs. 31/01/14), la cotización del contrato a plazo de electricidad con vencimiento en Cal-15 registró un descenso del 1,2%

(48,55 €/MWh a 28 de febrero), 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 NBP y de los derechos de emisión de CO₂) que se redujo 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 - aumentó un 0,5%, entre el 31 de enero y el 28 de febrero.

4. Comparativa precios a plazo y precios (ex post) en mercado diario

4.1. Cálculo de la diferencia entre los costes de los contratos mayoristas, establecidos en el Real Decreto-ley 17/2013, y el precio en el mercado diario durante el primer trimestre de 2014

En la 25ª subasta CESUR, que se celebró el 19 de diciembre de 2013, se subastaron 2.500 MW del producto trimestral carga base con vencimiento en el primer trimestre de 2014 (Q1-14) y 333 MW del producto trimestral carga punta con vencimiento en el mismo trimestre.

El precio de equilibrio en la subasta del producto base Q1-14 fue 61,83 €/MWh y del producto punta Q1-14 fue 67,99 €/MWh. No obstante, de acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, así como en el artículo 14.1 de la propia Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, con la información certificada por la entidad responsable de la organización y gestión de la subasta CESUR, que había puesto a disposición de esta Comisión, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia concluyó en su pronunciamiento que no procedía validar la subasta a la vista de la concurrencia de circunstancias atípicas.

El artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014, determinó el coste de producción de energía eléctrica a considerar en el precio voluntario para el pequeño consumidor. En particular, la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas se realizó considerando las referencias de precios públicos del OMI-Polo Portugués (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta, desde el 1 de julio de 2013 al 24 de diciembre de 2013, siendo el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base 48,48 €/MWh y en el bloque de punta 56,27 €/MWh.

En el mes de febrero, el precio medio aritmético en el mercado diario (equivalente al carga base) se situó en 17,12 €/MWh, por lo que el coste de los contratos mayoristas establecido en Real Decreto-ley 17/2013 (48,48 €/MWh para el producto base) resultó ser (ex post) un 283,2% superior al precio medio en el mercado diario en dicho mes. En el caso del producto punta, el precio medio en el mercado diario en las horas punta se situó, en febrero, en

23,32 €/MWh, un 241,3% inferior al coste de los contratos mayoristas establecido en Real Decreto-ley 17/2013 (56,27 €/MWh).

Cuadro 6. Diferencial de precios de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (desde 2014)

	Liquidación	Producto Base			Producto Punta		
		Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR* (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)
CESUR-17	enero-12	51,06	52,99	1,93	56,41	57,95	1,54
	febrero-12	53,48	52,99	-0,49	59,83	57,95	-1,88
	marzo-12	47,57	52,99	5,42	53,21	57,95	4,74
	Q1-12	50,64	52,99	2,35	56,43	57,95	1,52
CESUR-18	abril-12	41,21	51,00	9,79	45,20	56,27	11,07
	mayo-12	43,58	51,00	7,42	47,59	56,27	8,68
	junio-12	53,50	51,00	-2,50	58,20	56,27	-1,93
	Q2-12	46,07	51,00	4,93	50,25	56,27	6,02
CESUR-19	julio-12	50,29	56,25	5,96	55,44	61,50	6,06
	agosto-12	49,34	56,25	6,91	52,99	61,50	8,51
	septiembre-12	47,59	56,25	8,66	53,72	61,50	7,78
	Q3-12	49,09	56,25	7,16	54,04	61,50	7,46
CESUR-20	octubre-12	45,65	49,25	3,60	52,56	54,25	1,69
	noviembre-12	42,07	49,25	7,18	47,90	54,25	6,35
	diciembre-12	41,73	49,25	7,52	48,93	54,25	5,32
	Q4-12	43,16	49,25	6,09	49,85	54,25	4,40
CESUR-21	enero-13	42,06	54,18	12,12	51,61	61,15	9,54
	febrero-13	31,08	54,18	23,10	38,05	61,15	23,10
	marzo-13	25,92	54,18	28,26	30,42	61,15	30,73
	Q1-13	40,34	54,18	13,84	48,17	61,15	12,98
CESUR-22	abril-13	18,17	45,41	27,24	24,97	51,95	26,98
	mayo-13	43,45	45,41	1,96	47,09	51,95	4,86
	junio-13	40,87	45,41	4,54	48,51	51,95	3,44
	Q2-13	34,26	45,41	11,15	40,04	51,95	11,91
CESUR-23	julio-13	51,16	47,95	-3,21	57,01	55,21	-1,80
	agosto-13	48,09	47,95	-0,14	53,58	55,21	1,63
	septiembre-13	50,20	47,95	-2,25	58,26	55,21	-3,05
	Q3-13	49,81	47,95	-1,86	56,26	55,21	-1,05
CESUR-24	octubre-13	51,49	47,58	-3,91	57,70	57,00	-0,70
	noviembre-13	41,81	47,58	5,77	46,96	57,00	10,04
	diciembre-13	63,64	47,58	-16,06	69,49	57,00	-12,49
	Q4-13	52,43	47,58	-4,85	58,21	57,00	-1,21
RD-Ley 17/2013	enero-14	33,62	48,48	14,86	42,85	56,27	13,42
	febrero-14	17,12	48,48	31,36	23,32	56,27	32,95

* Para enero y febrero de 2014 se consideran los precios dados por el RD-ley 17/2013

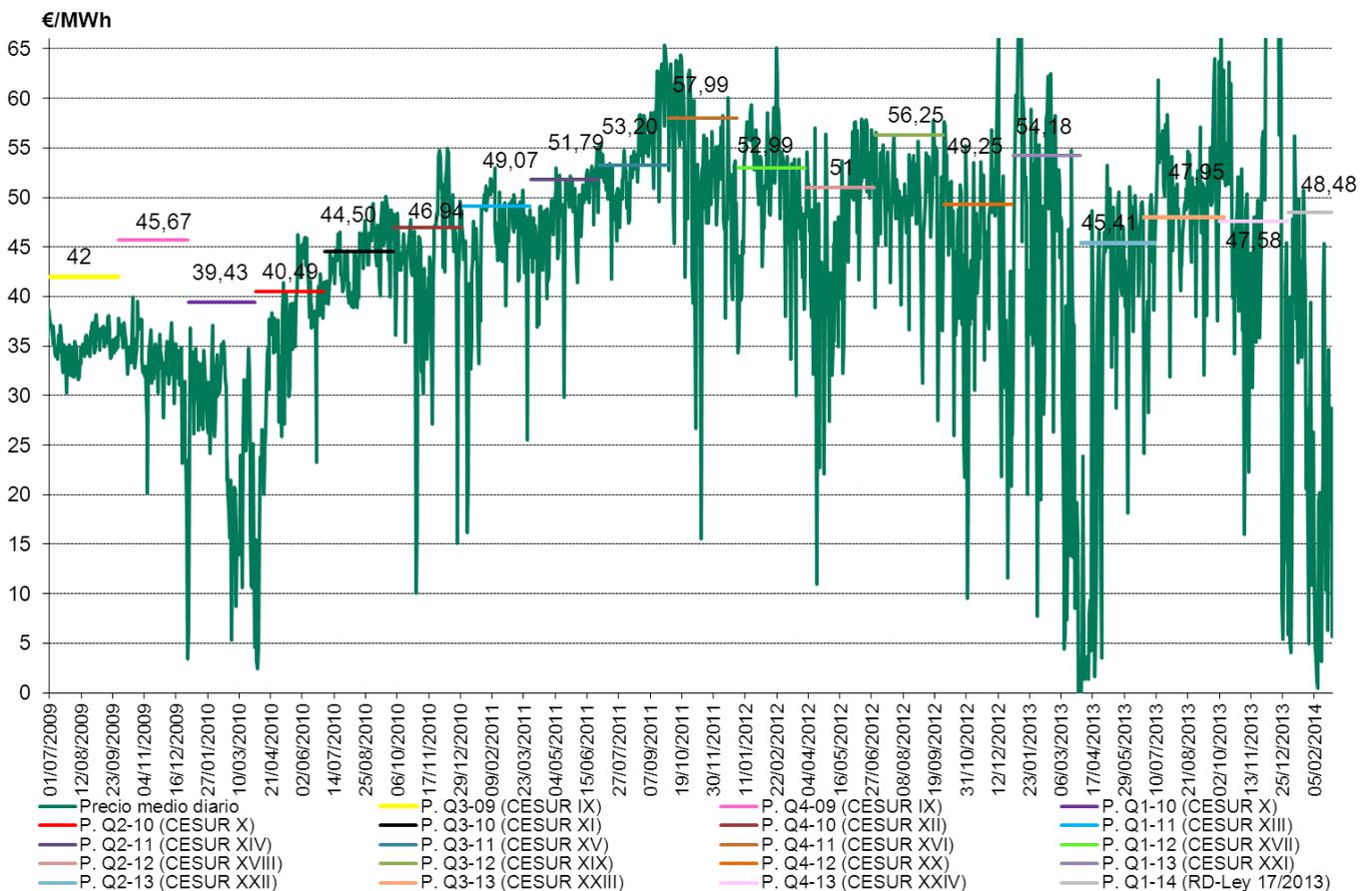
Fuente: RD-Ley 17/2013, CNMC, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 29 muestra la evolución del precio medio en el mercado diario y el precio de equilibrio del producto carga base en las últimas subastas CESUR (hasta diciembre de 2013) y la referencia del RD-ley 17/2013 (enero y febrero de 2014).

En relación al año 2012 y primer semestre de 2013, se observa que los precios de equilibrio de los contratos base trimestrales de la 17^a, 18^a, 19^a, 20^a, 21^a y 22^a CESUR subastas CESUR (Q1-12, Q2-12, Q3-12, Q4-12, Q1-13 y Q2-13) han sido en media superiores a los precios medios del mercado de contado en dichos trimestres (superiores en 2,35 €/MWh, 4,93 €/MWh, 7,16 €/MWh, 6,09

€/MWh, 13,84 €/MWh y 11,15 €/MWh, respectivamente). Por el contrario, en el tercer y cuarto trimestres de 2013, se observa que el precio de equilibrio del contrato base trimestral de la 23ª y 24ª subastas CESUR (Q3-13 y Q4-13) ha sido en media inferior al precio medio del mercado de contado en dicho periodo (inferior en 1,86 €/MWh y en 4,85 €/MWh para el tercer y cuarto trimestres de 2013, respectivamente).

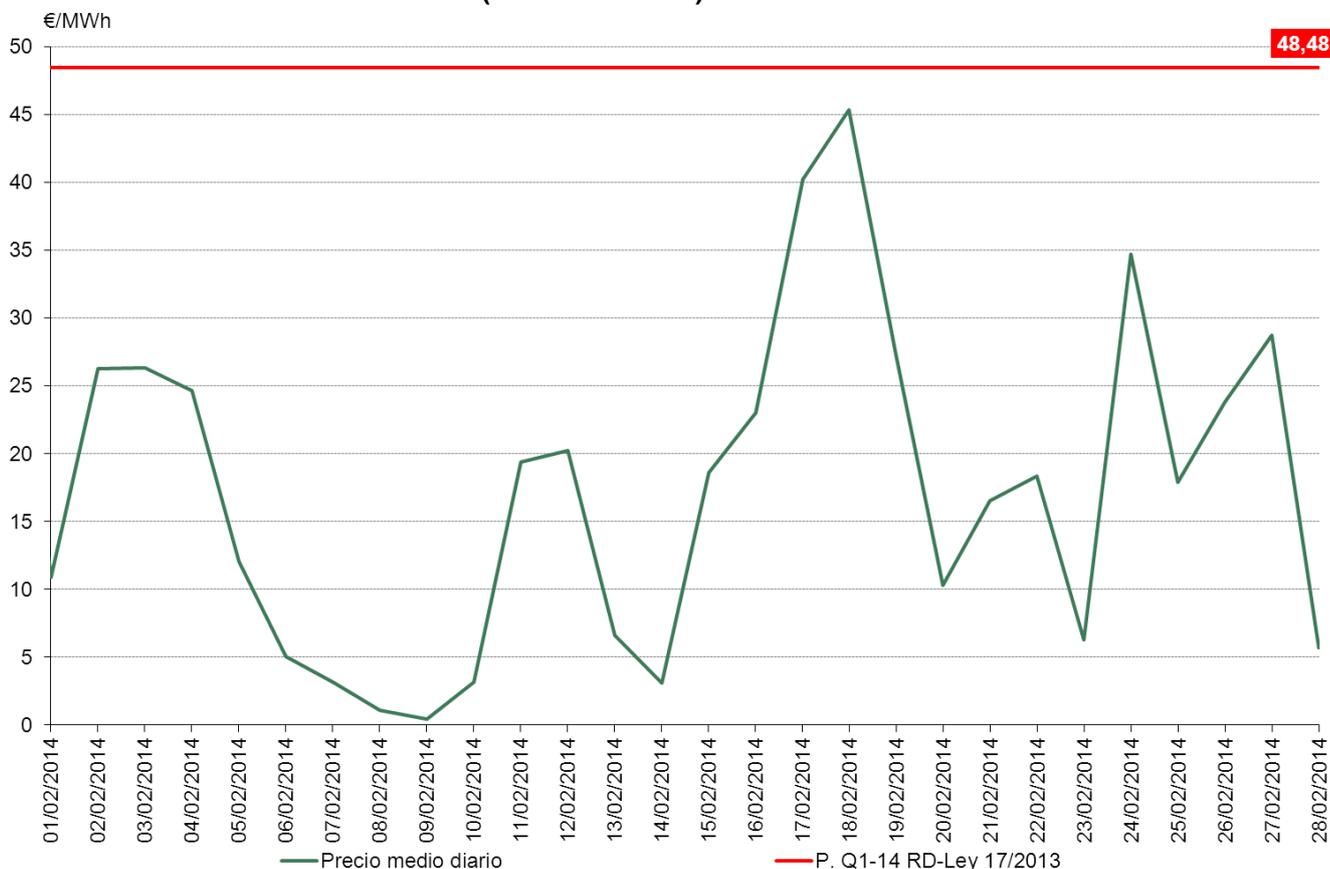
Gráfico 29. Precio medio diario en OMIE y precio de liquidación trimestral (CESUR y RD-Ley 17/2013) para la fijación de la TUR (hasta 2013) y del PVPC (a partir de 2014)



Fuente: CNMC a partir de RD-Ley 17/2013, OMIE y Organizador de las Subastas

El Gráfico 30 muestra el detalle de la evolución del precio medio en el mercado diario y el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base en el primer trimestre de 2014, durante el mes de febrero de 2014. Se observa que dicho coste ha sido superior al precio medio de contado en los 28 días del mes de febrero de 2014.

**Gráfico 30. Precio medio diario en OMIE y CC base (RD Ley 17/2013)
(Febrero de 2014)**



Fuente: CNMC a partir de RD-Ley 17/2013, OMIE y Organizador de la Subasta

4.2. 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 (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 y febrero de 2014) y el precio medio (media aritmética) del mercado diario realizado en ese periodo.

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 y febrero, marzo, abril, mayo, agosto, octubre y diciembre de 2013). 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 y febrero de 2014.

En el mes de febrero de 2014, la prima de riesgo en el mercado español se incrementó respecto a los niveles contabilizados en el mes de enero, presentando valores positivos de 26,58 €/MWh. Dicha evolución de la prima de riesgo se justifica por que el descenso del precio spot en el mes de febrero fue superior al registrado por las cotizaciones de los contratos de futuros en dicho mes.

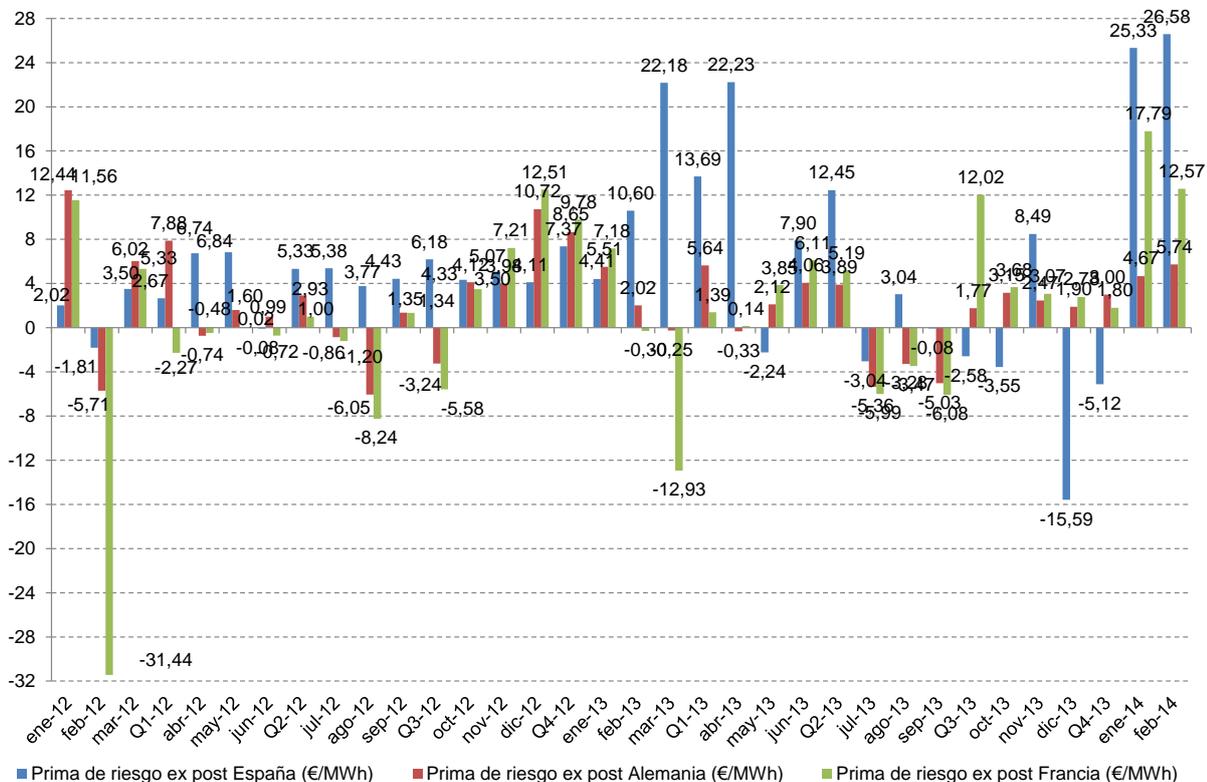
Asimismo, la prima de riesgo en Alemania aumentó respecto a la registrada en el mes de enero, debido al mayor descenso del precio spot frente al registrado en las cotizaciones de los contratos de futuros en el mes de febrero, con un valor positivo de 5,74 €/MWh. Por el contrario, la prima de riesgo en el mercado francés se redujo respecto al mes de enero, debido al incremento registrado en los precios spot, en el mes de febrero, frente al descenso contabilizado por las cotizaciones de los contratos de futuros en ese mismo mes. Así, en febrero, la prima de riesgo en el mercado francés registró un valor positivo de 12,57 €/MWh, frente a 17,79 €/MWh del mes de enero.

Cuadro 7. Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y en enero y febrero 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	34,39	5,74	52,35	39,78	12,57

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

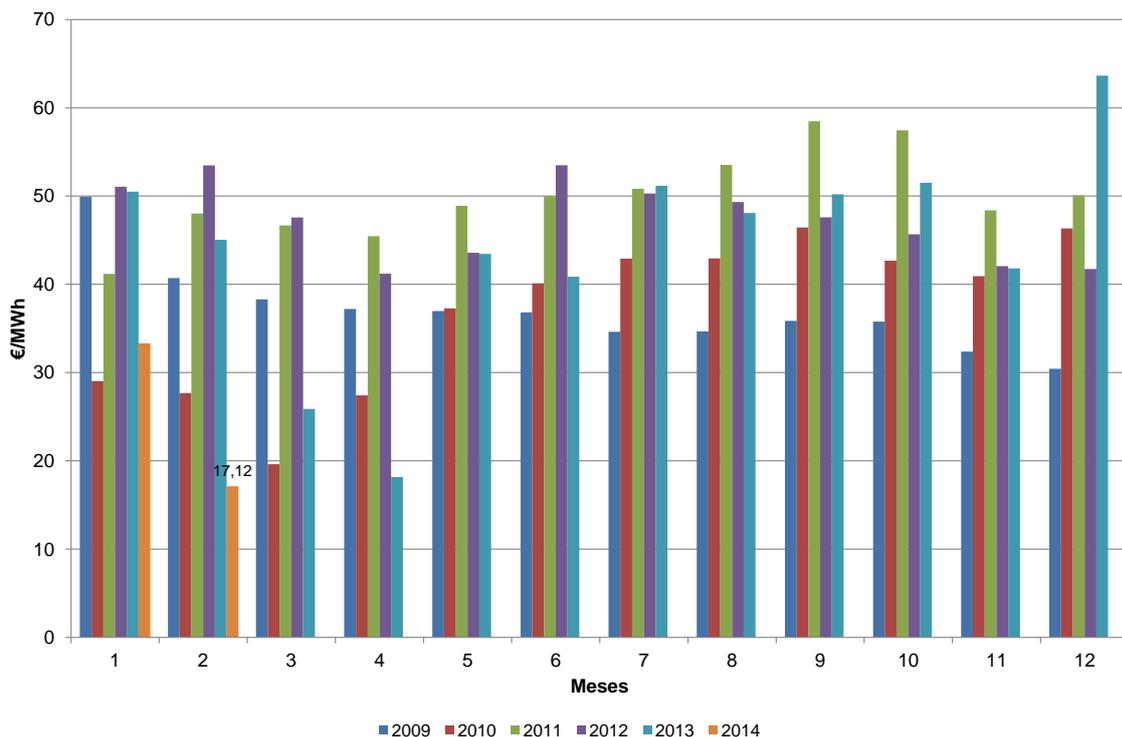
Gráfico 31. Prima de riesgo ex post: Cotizaciones medias durante los últimos 20 días de negociación de los contratos con liquidación en 2012, en 2013 y en enero y febrero de 2014, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia vs. precio spot



Fuente: EEX, OMIP y OMIE

En el Gráfico 32 se refleja la evolución del precio medio mensual del mercado de contado en el periodo de enero de 2009 a febrero de 2014. Durante el mes de febrero de 2014, el precio medio mensual fue de 17,12 €/MWh, lo que representa un 49,1% menos que el precio medio mensual de enero de 2014 (33,62 €/MWh) y un 62% menos que el precio medio registrado en febrero de 2013 (45,04 €/MWh).

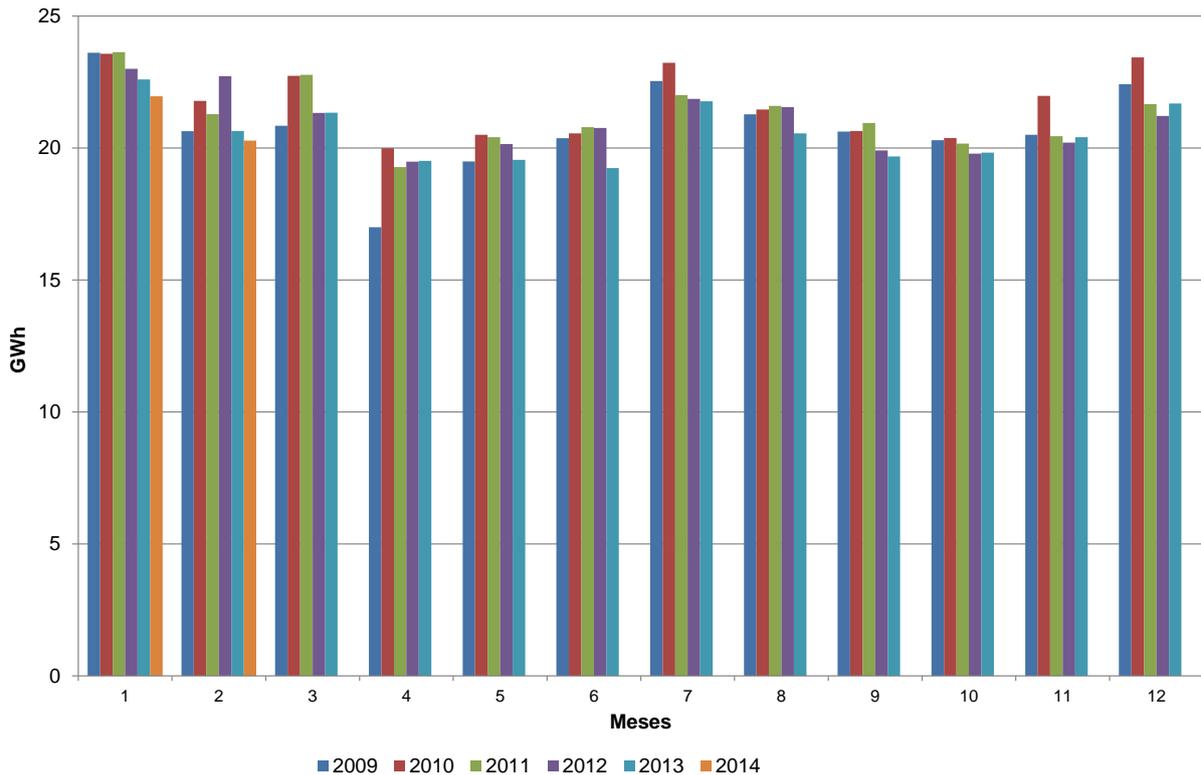
Gráfico 32. Precio medio mensual del mercado diario (de enero 2009 a febrero 2014)



Fuente: OMIE

En el Gráfico 33 se representa la evolución de la demanda de transporte en barras de central (b.c.). En el mes de febrero, la demanda en b.c. se cifró en en 20.282 GWh, lo que supone un descenso respecto al mes anterior del 7,6% (21.965 GWh en ene-14) y es, al mismo tiempo, un 2,1% inferior al valor del mismo mes del año anterior (20.727 GWh en feb-13).

Gráfico 33. Demanda mensual de transporte (en b.c.)



Fuente: REE

En el Gráfico 34 se representa la tasa de variación interanual de la media móvil anual de la demanda. En el mes de febrero, dicha tasa de variación se situó un 2,1% por debajo del valor registrado en el mes de enero. La tasa de variación sigue en niveles negativos desde diciembre de 2011.

Gráfico 34. Tasa de variación interanual de la media móvil de la demanda (vs. 12 meses anteriores)



Fuente: REE

En el Cuadro 8 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte (b.c.) mensual durante los meses de febrero de 2014, enero de 2014 y febrero de 2013. Por su parte, en el Gráfico 35 se refleja la evolución mensual de la producción por tecnologías, entre enero de 2010 y febrero de 2014.

En relación a la contribución por tecnología a la generación bruta total, en el mes de febrero de 2014, destacó el incremento de las producciones hidráulica (+38,7%) y nuclear (+4,2%), así como el descenso de la producción con carbón (-65,8%), CCGT (-19,5%), solar/térmica/cogeneración y resto (-20,7%), y eólica (-9,7%). Dicho comportamiento de la producción por tecnologías presionó a la baja el precio del mercado de contado en el mes de febrero.

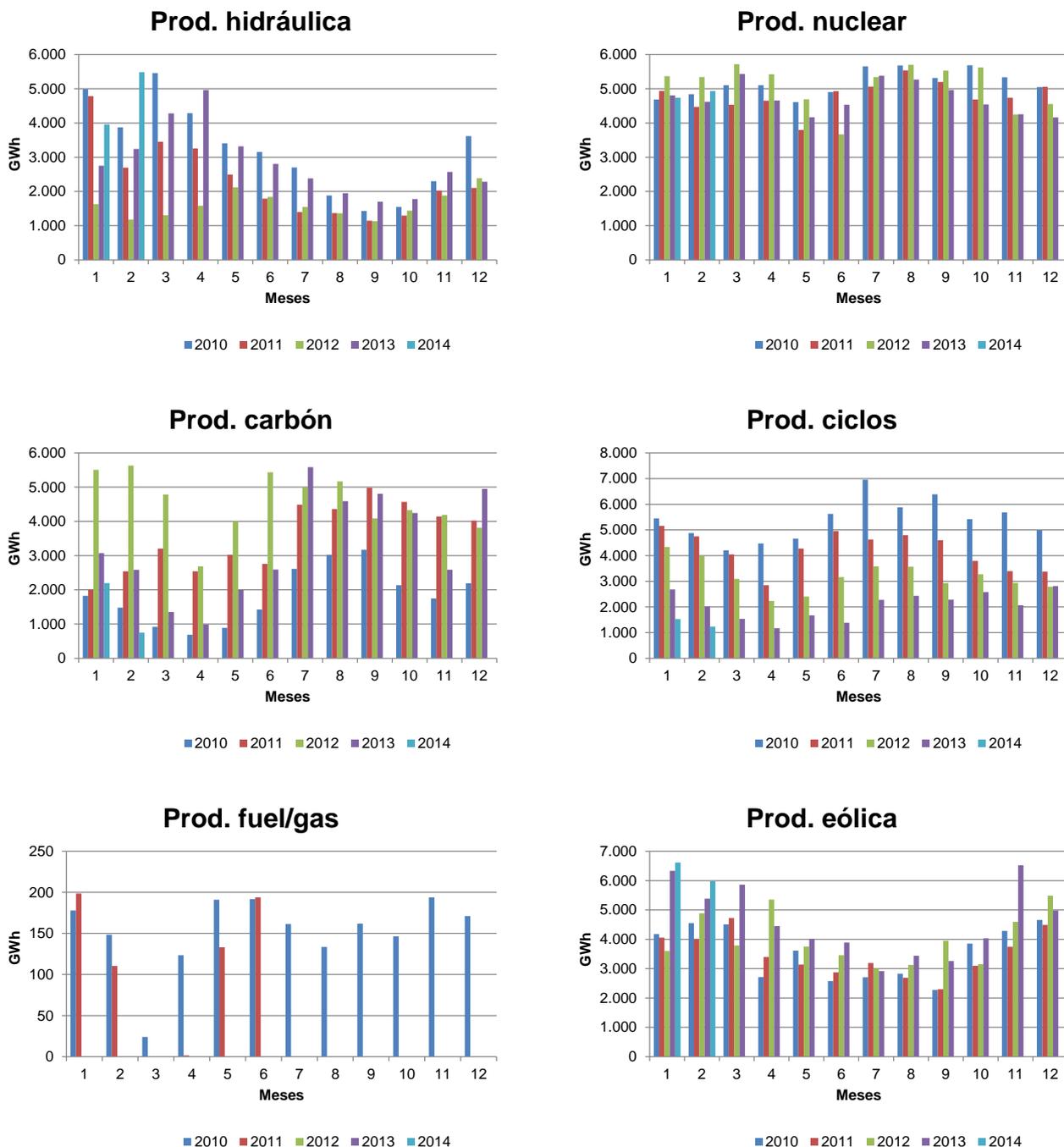
Cuadro 8. Generación bruta por tecnologías² y demanda de transporte (b.c.) mensual

	feb-14	ene-14	feb-13	% Var. feb-14 vs. ene-14	% Var. feb-14 vs. feb-13
Hidráulica	5.487	3.956	3.239	38,7%	69,4%
Nuclear	4.934	4.737	4.622	4,2%	6,8%
Carbón	751	2.196	2.585	-65,8%	-70,9%
CCGT	1.232	1.531	2.016	-19,5%	-38,9%
Solar + Térmica + Cogeneración y resto	2.851	3.595	4.544	-20,7%	-37,3%
Resto hidráulica	700	747	-	-	-
Eólica	5.974	6.615	5.387	-9,7%	10,9%
Total generación bruta	21.929	23.377	22.393	-6,2%	-2,1%
Consumos generación	-397	-447	-461	-11,2%	-13,9%
Consumos en bombeo	-668	-905	-563	-26,2%	18,7%
Saldo intercambios internacionales	-494	27	-642	-1929,6%	-23,1%
Enlace Península-Baleares	-88	-96	-	-	-
Total demanda transporte (b.c.)	20.282	21.956	20.727	-7,6%	-2,1%

Fuente: REE

² Para los meses de enero y febrero de 2014, 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 35. Producción mensual por tecnologías (enero de 2010 a febrero de 2014)



Fuente: REE

