



INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (*JULIO 2018*)

3 de octubre de 2018

IS/DE/003/18

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes	3
1.2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con vencimiento al día siguiente (contratos day-ahead)	6
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	14
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	18
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	19
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	26
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	26
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	27
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	30
4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia	31
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	38
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	39
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q3-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	45
4.5. Análisis de los precios spot en España	45

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

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes y en la sección 1.2 se analizan los contratos con horizonte de liquidación inferior al mes (en particular, los contratos con vencimiento el día siguiente -contratos *day-ahead*-).

1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación superior o igual al mes

A cierre del mes de julio de 2018 (31 de julio), con un precio medio del mercado de contado (61,88 €/MWh) superior al registrado el mes anterior (+5,9%), todas las cotizaciones de los contratos a plazo de energía eléctrica analizados mostraron un comportamiento también ascendente.

El mayor aumento de cotizaciones, respecto al mes anterior, correspondió a los contratos trimestrales con liquidación en el primer (+4,8%) y segundo (+5,6%) trimestres de 2019. Así, la cotización del contrato con entrega en el primer trimestre de 2019 cerró el mes de julio en 61,85 €/MWh, frente a 59 €/MWh del mes de junio². Asimismo, las referencias de precios de los contratos mensuales con liquidación en septiembre y octubre, así como el contrato trimestral del cuarto trimestre de 2018 se situaron por encima de 65 €/MWh.

En particular, la cotización a plazo de los contratos mensuales con liquidación en agosto, septiembre y octubre de 2018 se situó en 63,5 €/MWh, 66,6 €/MWh y 65,33 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, el aumento de los precios de los contratos anuales con liquidación en 2019 y 2020, se cifró en un 4,5% y en un 3,1%, respectivamente, cerrando el mes de julio en 56,10 €/MWh (para el contrato a 2019) y en 49,80 €/MWh (para el contrato a 2020).

¹ No existen ganancias de arbitraje entre el mercado organizado (OMIP) y no organizado (OTC), ya que no se registran diferencias significativas entre las cotizaciones de los contratos equivalentes negociados en ambos mercados. En este sentido, las cotizaciones públicas de OMIP son representativas de los precios en los mercados a plazo de energía eléctrica en España.

² Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: de junio 2018 a día 29 y julio de 2018 a día 31.

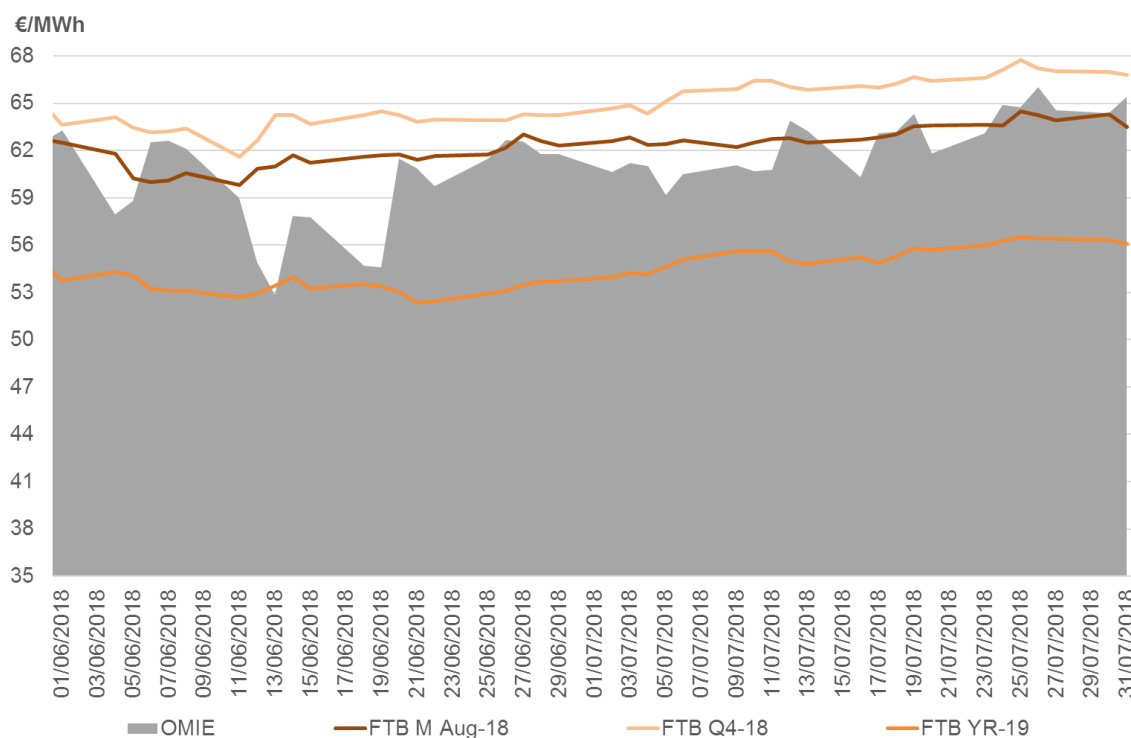
Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

Contratos	MES DE JULIO DE 2018				MES DE JUNIO DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. jul-18 vs. jun-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Aug-18	63,50	64,50	62,23	63,14	62,30	63,00	59,80	61,42	1,9%
FTB M Sep-18	66,60	67,75	65,20	66,15	65,20	67,22	62,52	65,03	2,1%
FTB M Oct-18	65,33	66,25	62,94	64,74	62,85	63,09	60,26	62,36	3,9%
FTB Q4-18	66,80	67,75	64,35	66,19	64,25	64,50	61,60	63,75	4,0%
FTB Q1-19	61,85	61,90	59,45	60,72	59,00	60,45	58,30	59,21	4,8%
FTB Q2-19	50,59	51,20	48,06	50,06	47,89	48,14	46,33	47,34	5,6%
FTB Q3-19	55,43	56,09	53,41	54,93	53,43	53,72	51,70	52,83	3,7%
FTB YR-19	56,10	56,50	53,95	55,43	53,70	54,27	52,37	53,31	4,5%
FTB YR-20	49,80	49,80	47,82	48,71	48,30	49,72	47,66	48,44	3,1%

Producto base: 24 horas todos los días. Nota: Cotizaciones de junio a 29/06/2018 y cotizaciones de julio a 31/07/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

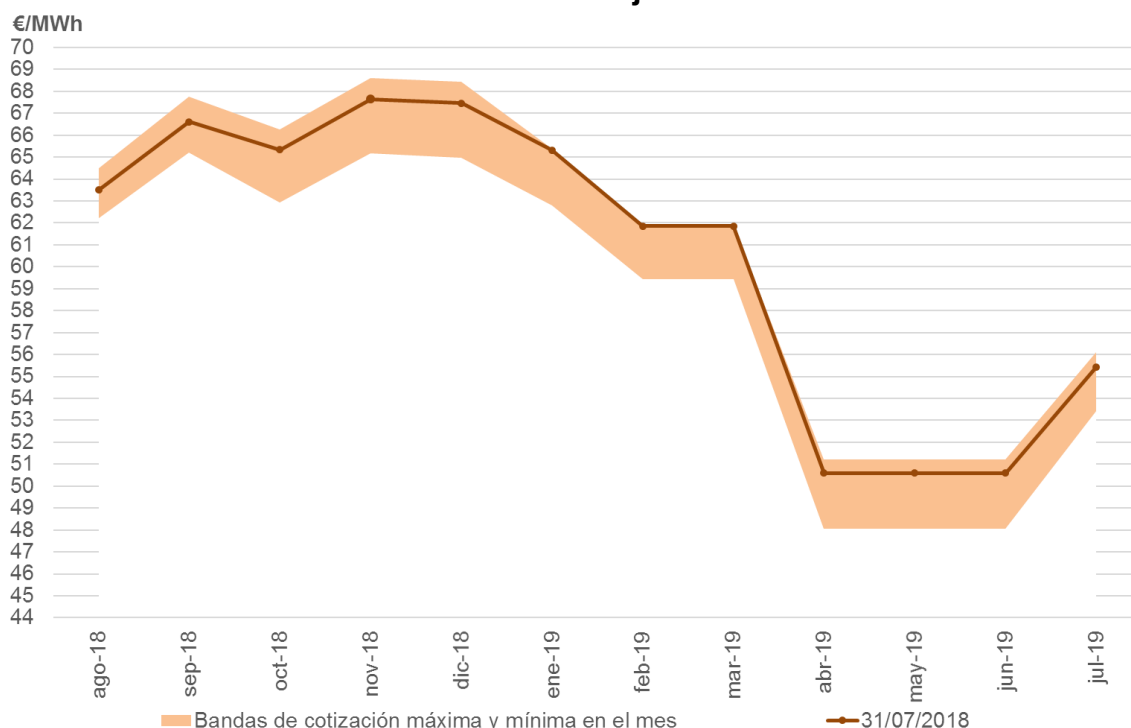
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de junio de 2018 – 31 de julio de 2018**



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de julio de 2018. Se observa que (a 31 de julio), para el periodo comprendido entre agosto y diciembre de 2018, la curva oscila entre un máximo de 67,64 €/MWh en noviembre y un mínimo de 63,50 €/MWh en agosto. Por su parte, para 2019 la curva de precios a plazo muestra una tendencia descendente, hasta situarse en un mínimo de 50,59 €/MWh en el segundo trimestre de 2019 (curva en “backwardation”³), ascendiendo posteriormente, en el tercer trimestre de 2019, hasta 55,43 €/MWh.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de julio de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de julio, el precio medio del mercado diario (61,88 €/MWh) se incrementó un 5,9% respecto al registrado en el mes anterior (58,46 €/MWh).

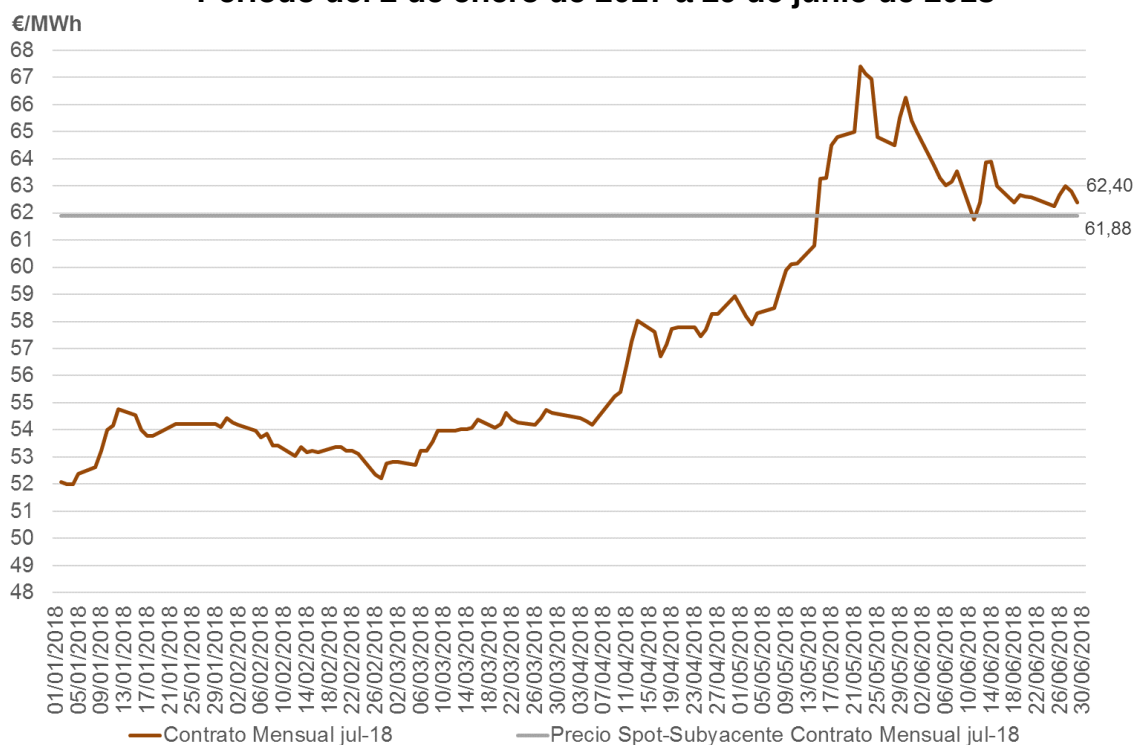
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en julio de 2018 (29 de junio de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 62,40 €/MWh para dicho mes, un 0,8% superior al precio spot finalmente registrado (61,88 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron respectivamente el 22 de mayo 2018 (máxima de 67,4 €/MWh) y el 3 de enero

³ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁴ Del 2 de enero al 29 de junio de 2018.

de 2018 (mínima de 51,99 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 15,41 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post⁵ del contrato mensual de julio de 2018 fueron negativas hasta el día 14 de mayo de 2018, por lo que, para ese periodo, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en julio de 2018 en OMIP vs. precio spot de julio de 2018.
Periodo del 2 de enero de 2017 a 29 de junio de 2018



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

Para el mes de agosto de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 31 de julio), anticipa un precio medio del mercado diario de 63,50 €/MWh.

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

En julio de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, el precio medio diario del mercado de contado en julio de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de

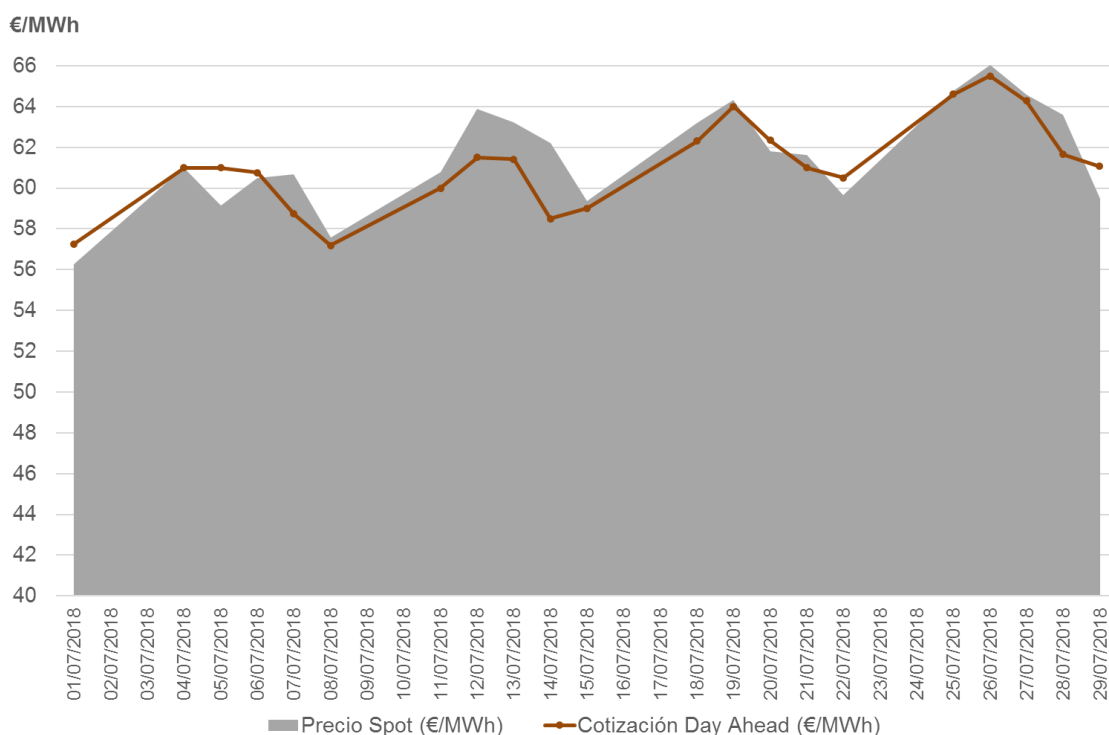
⁵ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en mayo de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en mayo de 2018.

contratos *day-ahead*⁶) alcanzó 61,60 €/MWh, superior a la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en julio de 2018 (61,12 €/MWh).

Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en julio de 2018 fue negativa (-0,48 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de julio de 2018, la máxima prima de riesgo ex post⁷ de los contratos *day-ahead* se registró el día 14 (-3,70 €/MWh).

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP, €/MWh. Periodo: julio de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁶ Las sesiones de negociación del mercado organizado de OMIP son de 9:00-17:00 h de lunes a viernes. En este sentido cabe señalar que si bien existen cotizaciones en OMIP de contratos a plazo *day-ahead* con liquidación en lunes y en martes, el lapso de tiempo entre su cotización y liquidación es superior a un día, por tanto, no se consideran en este análisis.

⁷ Máximo en valor absoluto.

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁸– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de junio y julio de 2018⁹.

En el mes de julio de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,74 TWh, prácticamente el mismo volumen negociado el mes anterior (13,73 TWh), aunque un 44,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9,5 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en julio de 2018, el 4,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 8,3% de junio de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) se situó en 13,7 TWh, representando el 9,5% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

⁸ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

⁹ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL a cierre de cada sesión de negociación.

La información de las transacciones con subyacente español que se negocian o se registran en el mercado de futuros de EEX (European Energy Exchange) está disponible en su página web (<https://www.eex.com>). Dicha información no incluye la identidad de las contrapartes.

Por último, en relación a la información negociada en el mercado OTC, la CNMC recibe diariamente (o mensualmente) un correo de las principales agencias de intermediación que operan en el mercado OTC de energía eléctrica con subyacente el precio spot español, que estas remiten voluntariamente, con las transacciones intermediadas por cada una de las agencias, así como con los precios de cierre (mejor precio de compra, “bid”, y mejor precio de venta, “ask”). En dicha información no se incluye la identidad de las contrapartes.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en julio de 2018 (13,7 TWh) representó el 61,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,2 TWh), superior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh)¹⁰.

En el mes de julio de 2018, el volumen negociado en el mercado OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹¹) se situó en 11,8 TWh (8% superior al volumen registrado el mes anterior). En términos porcentuales, el volumen OTC registrado en julio de 2018 para su compensación y liquidación en dichas CCPs sobre el volumen total negociado en el OTC representó el 90,6%¹², superior al porcentaje del mes anterior (87,1%). El porcentaje de volumen OTC registrado en 2017 para su compensación y liquidación en dichas CCPs fue del 72,5%.

¹⁰ En julio de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (9,5 TWh) representó el 42,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,4 TWh).

¹¹ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

¹² En julio de 2017, el 79% del volumen total negociado en el OTC en dicho mes fue registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual julio 2018	Mes anterior junio 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	128	533	-75,9%	2.800	7.657	3,2%	5,3%
EEX	535	601	-11,0%	3.650	6.000	4,2%	4,2%
OTC	13.079	12.597	3,8%	79.710	130.172	92,5%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	11.846	10.968	8,0%	65.413	94.359	75,9%	65,6%
<i>OMIClear</i>	1.233	975	26,5%	6.728	15.463	7,8%	10,8%
<i>BME Clearing</i>	563	1.244	-54,8%	6.485	17.951	7,5%	12,5%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	10.050	8.748	14,9%	52.201	60.945	60,6%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	13.743	13.730	0,1%	86.160	143.829	100,0%	100,0%

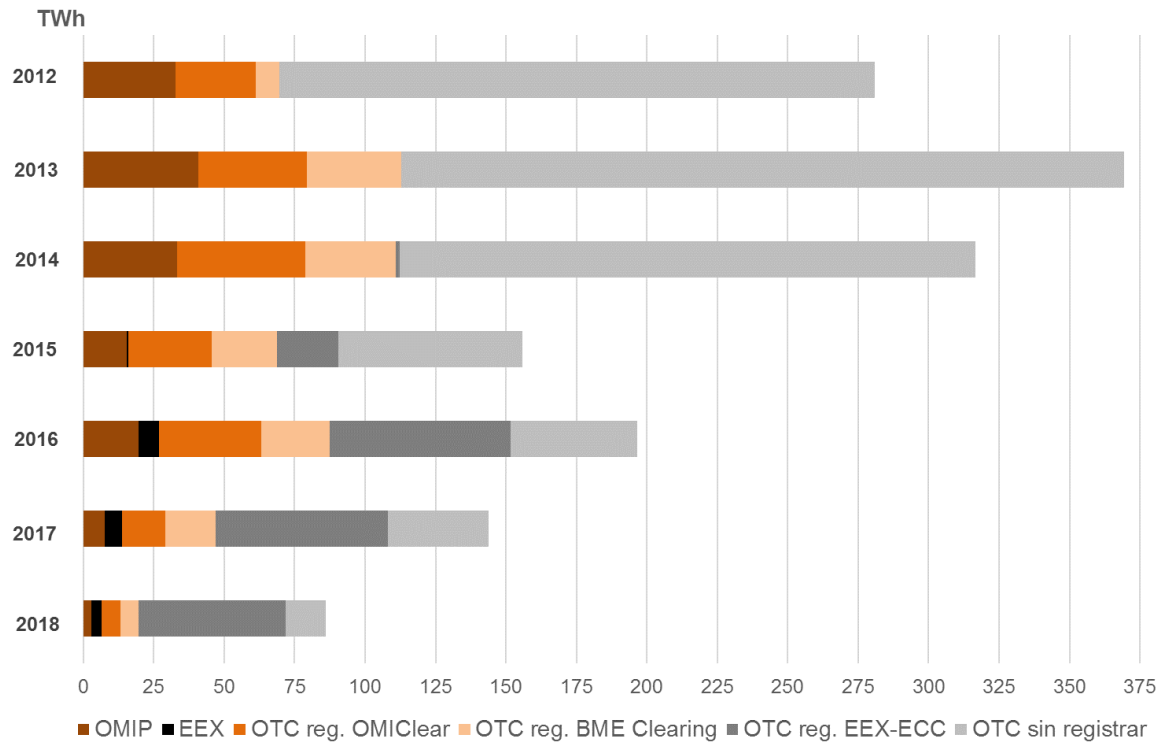
*Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

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

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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de julio de 2018, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

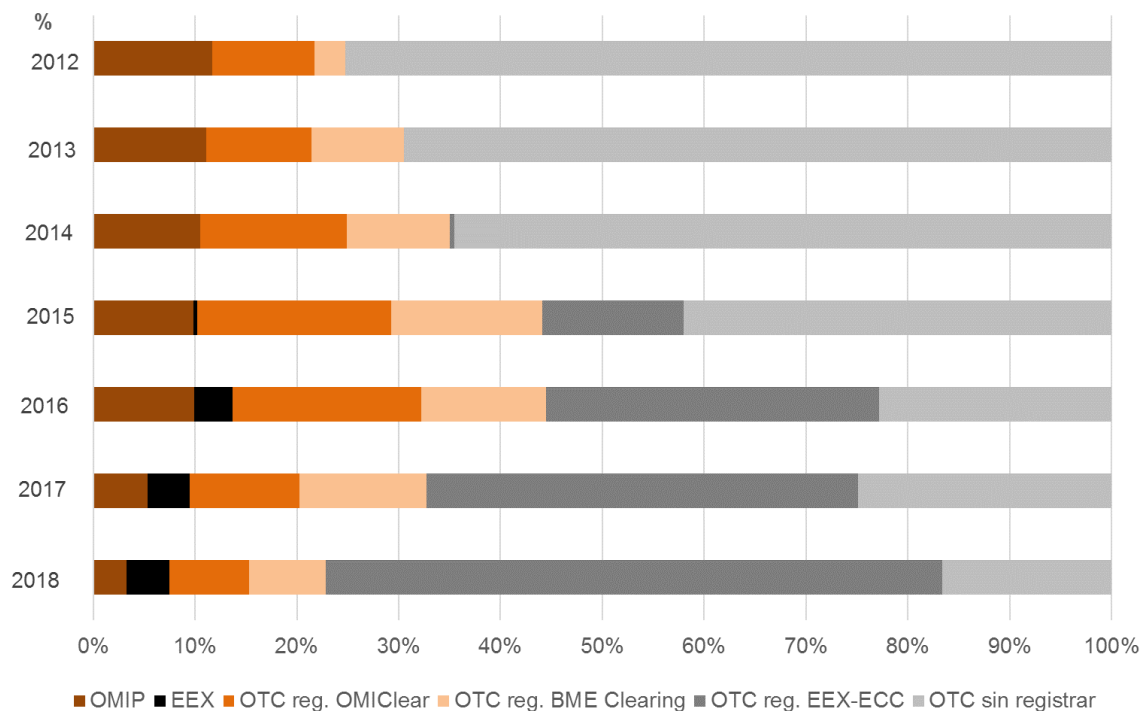
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a julio de 2018



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. El volumen OTC registrado en julio de 2018 para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 11,8 TWh, lo que representa el 90,6% del volumen total negociado en el mercado OTC.

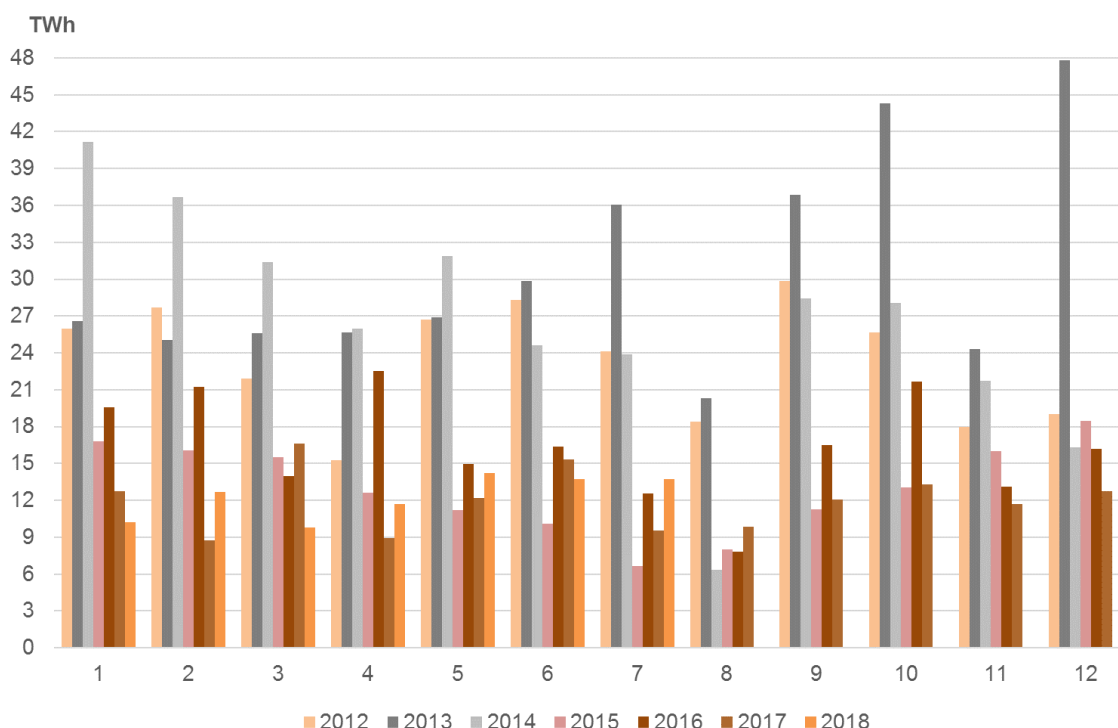
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a julio 2018



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

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2012 hasta julio de 2018. En el mes de julio de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 13,74 TWh, un 44,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9,5 TWh en julio de 2017).

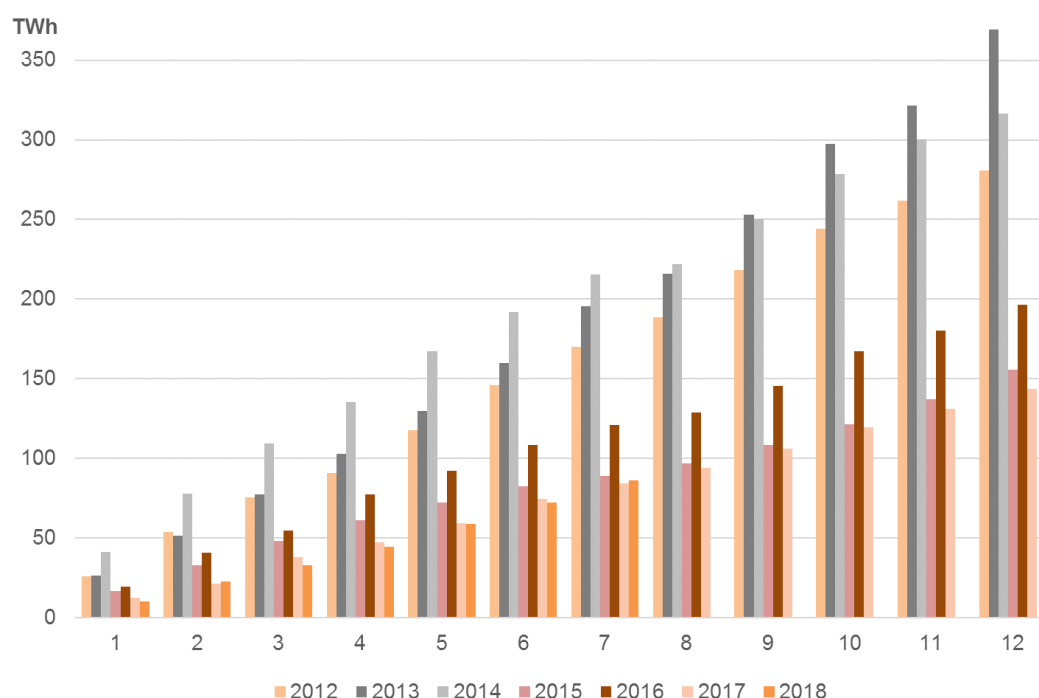
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a julio de 2018



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. De enero a julio de 2018 el volumen acumulado de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en 86,2 TWh, un 2,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo periodo del año anterior (84,2 TWh).

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a julio de 2018



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

2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato

En este apartado se analiza la negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en función del vencimiento). En el Cuadro 3 se muestra, para los meses de junio y julio de 2018, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX para cada tipo de contrato, diferenciando entre contratos de corto y de largo plazo. En el Gráfico 9 se refleja, para el periodo comprendido entre julio de 2016 y julio de 2018, el volumen de energía mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. El Gráfico 10 recoge, en términos porcentuales, la misma información que en el gráfico anterior.

En julio de 2018 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los

mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 95,2% (13,1 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (93,7%; 12,9 TWh)¹³.

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 4,8% (0,66 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (6,3%; 0,86 TWh)¹⁴. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en julio a 892 MW (3% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.905 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en julio fue el contrato con liquidación diaria con el 88,1% (0,58 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,66 TWh)¹⁵, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 11,4% (0,07 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En julio de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 77,8% (10,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (13,1 TWh)¹⁶. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 13,6% (1,8 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2019, cuyo volumen negociado en el mes de julio ascendió a 4,3 TWh (41,9% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2) ascendió a 1,6 TWh (15,6% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 1,2 TWh (11,4% de los contratos anuales negociados). Como se ha mencionado anteriormente, comenzaron a negociarse contratos con mayor horizonte de inicio de liquidación, por lo tanto, cabe mencionar que el volumen total negociado para el Cal+4, el Cal+5 y el Cal+6 fue de 1,1 TWh, respectivamente, en cada uno de ellos (10,3%, cada uno, de los contratos anuales negociados).

¹³ En julio de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 89,5% (8,5 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹⁴ En julio de 2017, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes sobre el volumen total negociado en los mercados a plazo fue del 10,5% (1,3 TWh).

¹⁵ En el mes de junio de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (52,9%; 0,46 TWh).

¹⁶ En el mes de junio de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (60,2%; 7,7 TWh).

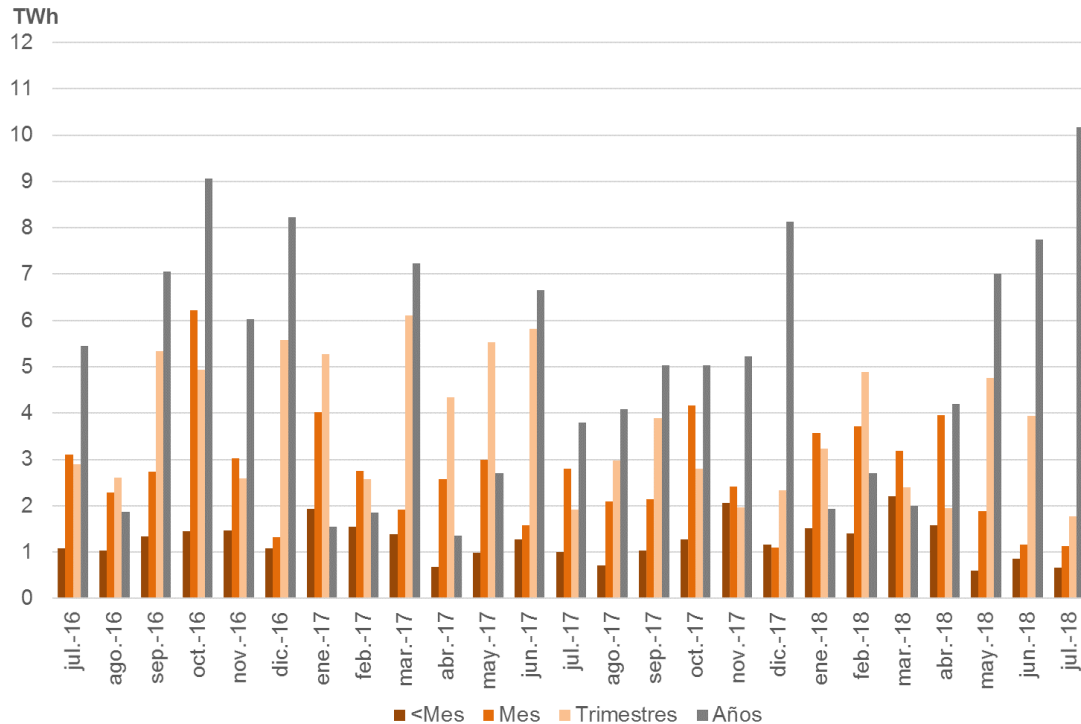
En 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

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

Tipo de contrato	Mes actual julio-18	Mes anterior junio-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	584	456	28,3%	4.354	49,3%	7.494	49,7%
Fin de semana	4	65	-94,4%	980	11,1%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	76	341	-77,9%	3.502	39,6%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	664	862	-23,0%	8.838	10,3%	15.084	10,5%
Mensual	1.128	1.171	-3,7%	18.605	24,1%	30.541	23,7%
Trimestral	1.779	3.948	-54,9%	22.952	29,7%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	10.172	7.749	31,3%	35.765	46,3%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	13.079	12.869	1,6%	77.322	89,7%	128.745	89,5%
Total	13.743	13.730	0,1%	86.160	100%	143.829	100%

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

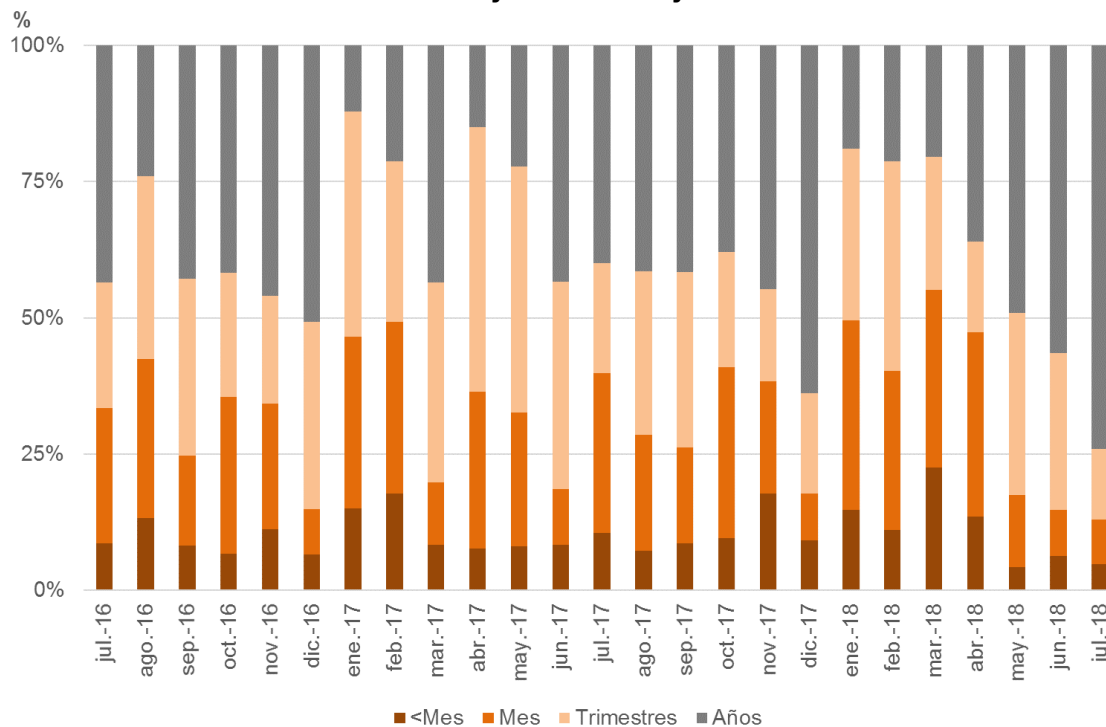
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



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

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

Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)
Periodo: julio 2016 a julio 2018



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

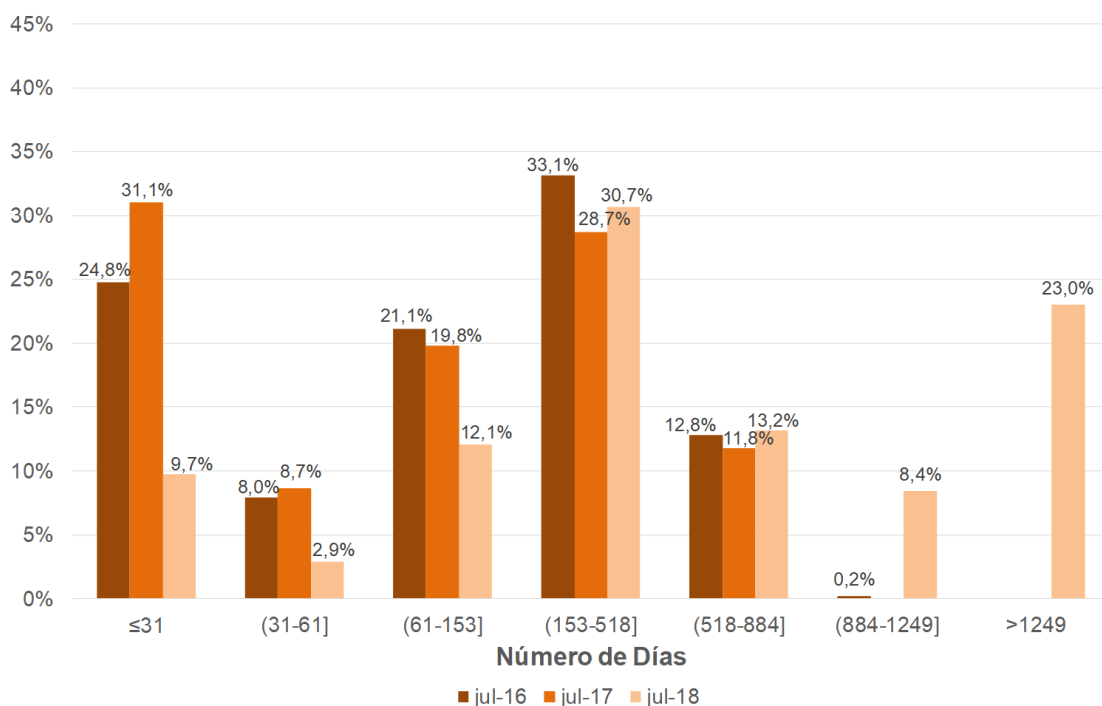
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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

En julio de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en el año 2019 (véase Gráfico 11). En particular, el 30,7% de los contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX durante el mes de julio de 2018 (en energía) empezarán su liquidación en enero de 2019, siendo este porcentaje superior al registrado en el mismo mes del año anterior (28,7%).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en julio de 2018, ascendió a 1,6 TWh (el 13,2% del volumen total negociado), el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 1,2 TWh (8,4% del volumen total negociado en dicho mes). En el caso de los contratos Cal+4, Cal+5 y Cal+6, el volumen total negociado en cada uno de ellos ascendió a 1,1 TWh, por lo que la negociación de dichos contratos representó el 23% del volumen total negociado en el mes de julio de 2018.

Gráfico 11. Volumen negociado en julio (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 12 muestra el volumen total negociado (en GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base por mes de liquidación.

Hasta el 31 de julio de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en julio de 2018¹⁷ se situó en torno a 10.313 GWh, un 2,8% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2018 (10.613 GWh), y un 32,7% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2017 (15.317 GWh).

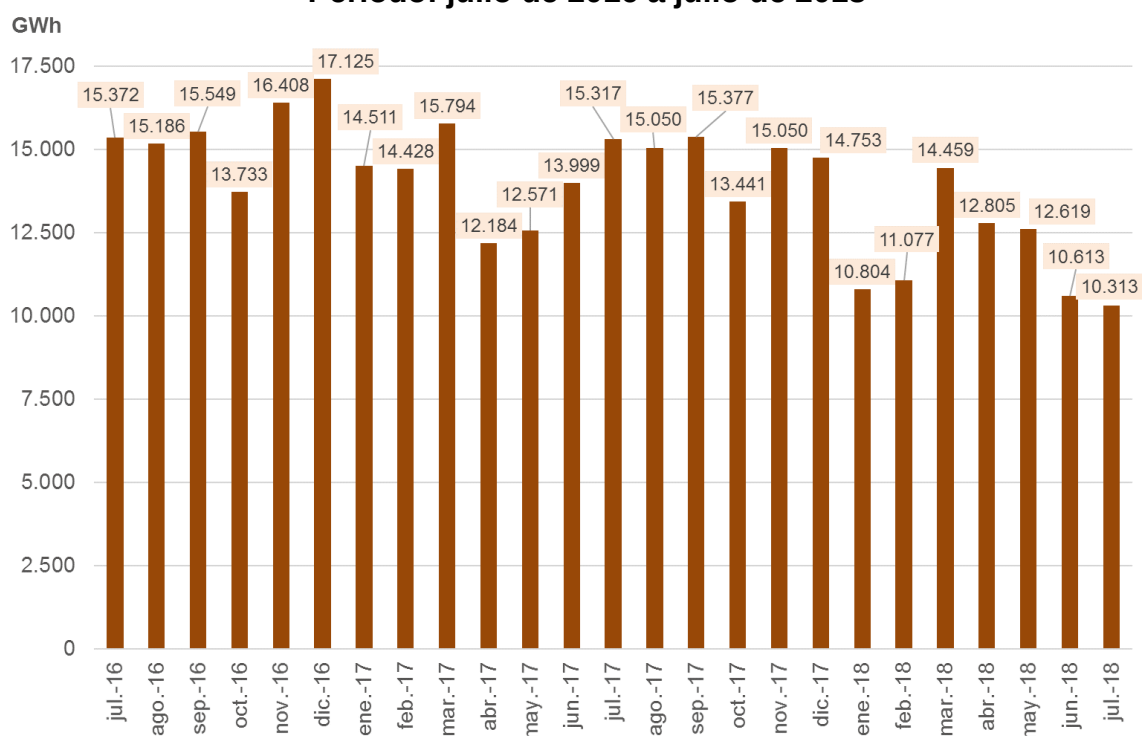
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en julio de 2018, el 93,6% (9.649 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jul-18, trimestral Q3-18 y anual

¹⁷ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2018: mensual jul-18, trimestral Q3-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en julio de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

2018), mientras que el 6,4% restante (664 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en julio de 2018 (10.313 GWh) representó el 46,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.249 GWh).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



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

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹⁸. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en julio de 2018 (jul-18, Q3-18 y anual 2018) se situó en 12.969 MW, un 4,2% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2018 (13.543 MW) y un 32,6% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de julio de 2017 (19.238 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de julio de

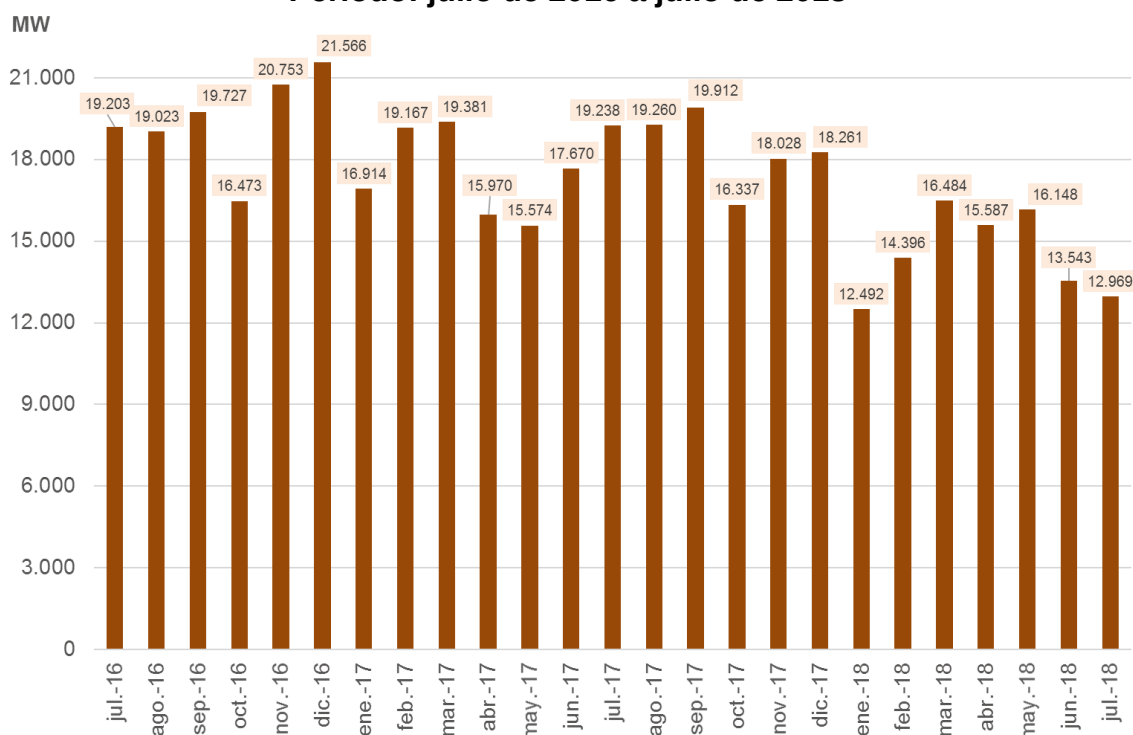
¹⁸ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

2018 (12.969 MW) representó el 43,4% de la demanda horaria media de dicho mes (29.905 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de julio de 2018¹⁹ (12.969 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 10.302 MW (79,4% del volumen total). El 20,7% (2.681 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear²⁰ (véase Gráfico 14), el 12,9% (1.668 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 45,9% (5.953 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado (en MW) de contratos a plazo registrados para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,3% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) por mes de liquidación*
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

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

¹⁹ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

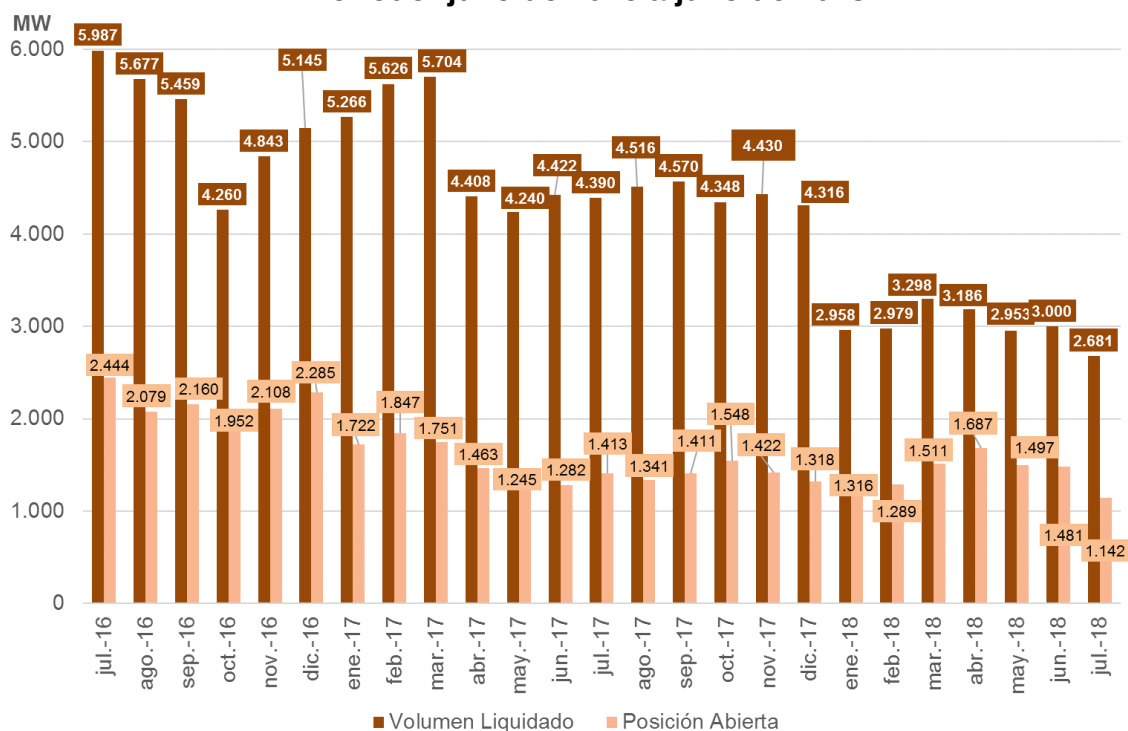
²⁰ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

En este sentido, de los 2.681 MW con liquidación en julio de 2018 que se registraron en OMIClear, el 57,4% (1.539 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 42,6% restante (1.142 MW) quedaron abiertas²¹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 57,4% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²² (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en julio de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

²¹ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²² Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

²³ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales,

Posición abierta en BME Clearing

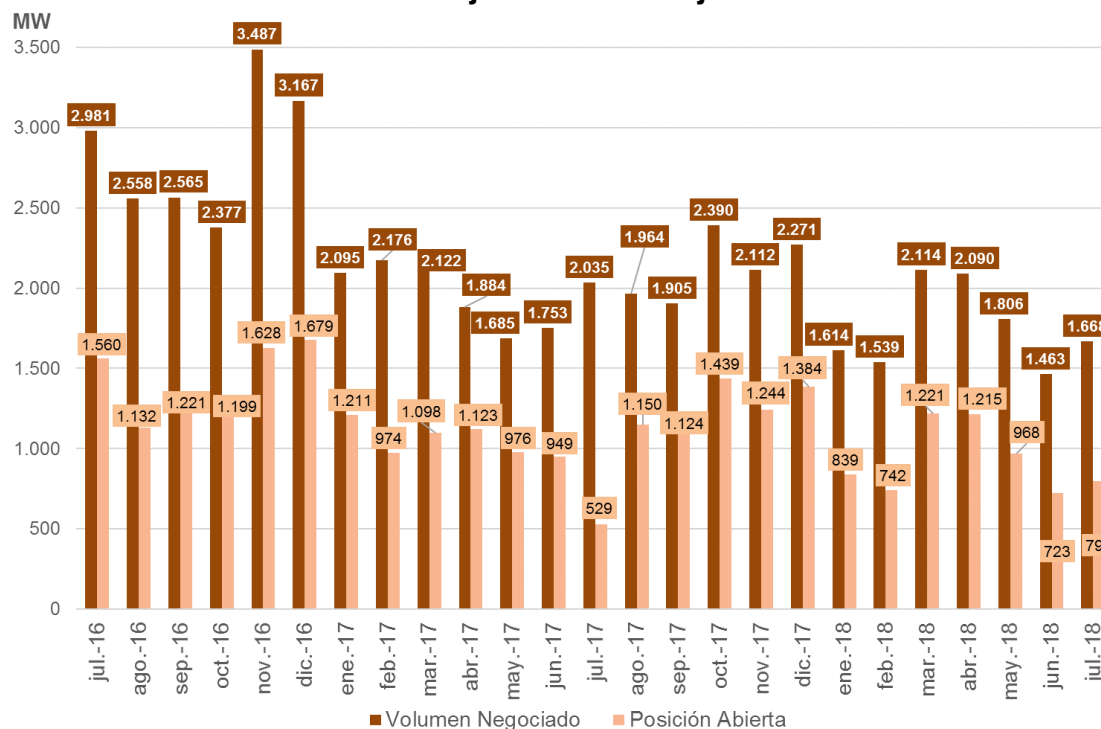
Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²⁴, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en julio de 2018 (12.969 MW), el 12,9% (1.668 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 52,3% (873 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,7% restante (795 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

²⁴ Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: julio de 2016 a julio 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing.

Posición abierta en European Commodity Clearing

Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC²⁶ (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

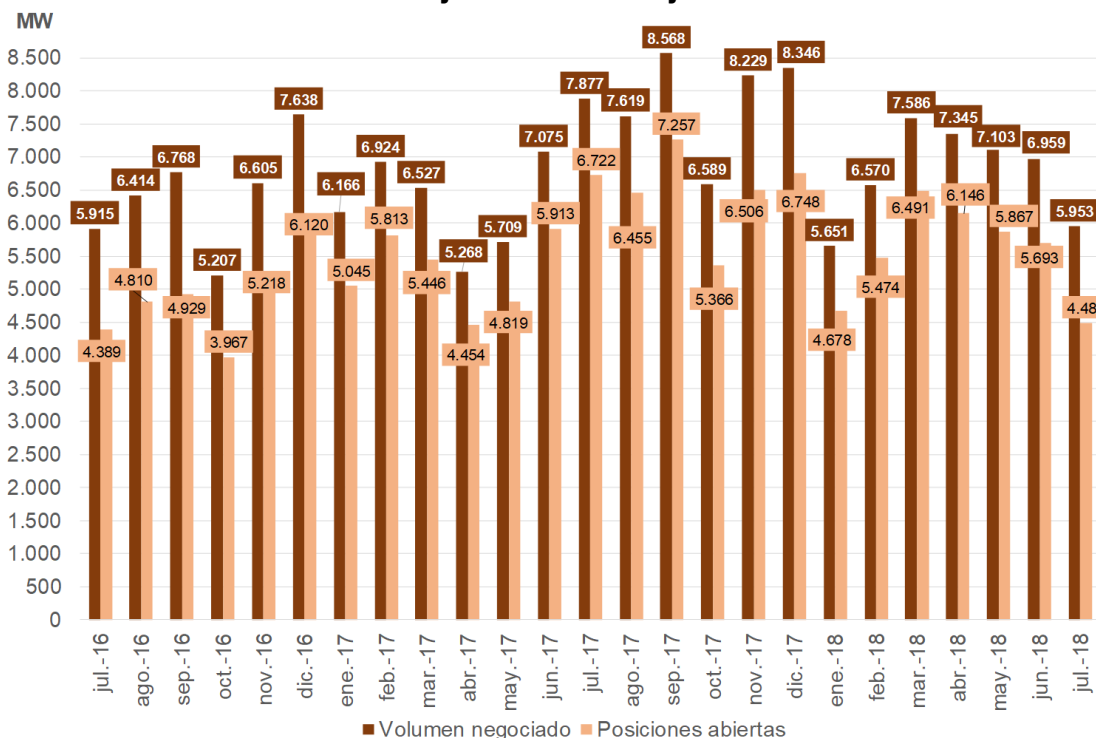
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en julio de 2018 (12.969 MW), el 45,9% (5.953 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 24,6% (1.464 MW) se cerraron durante el periodo de

²⁵ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

²⁶ Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

negociación de los contratos, mientras que el 75,4% restante (4.489 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2017 ascendió al 83,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁷ (MW)*
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX-ECC.

En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio spot de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en EEX-ECC, si son miembros negociadores de las mismas, la suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el mercado, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

²⁷ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera

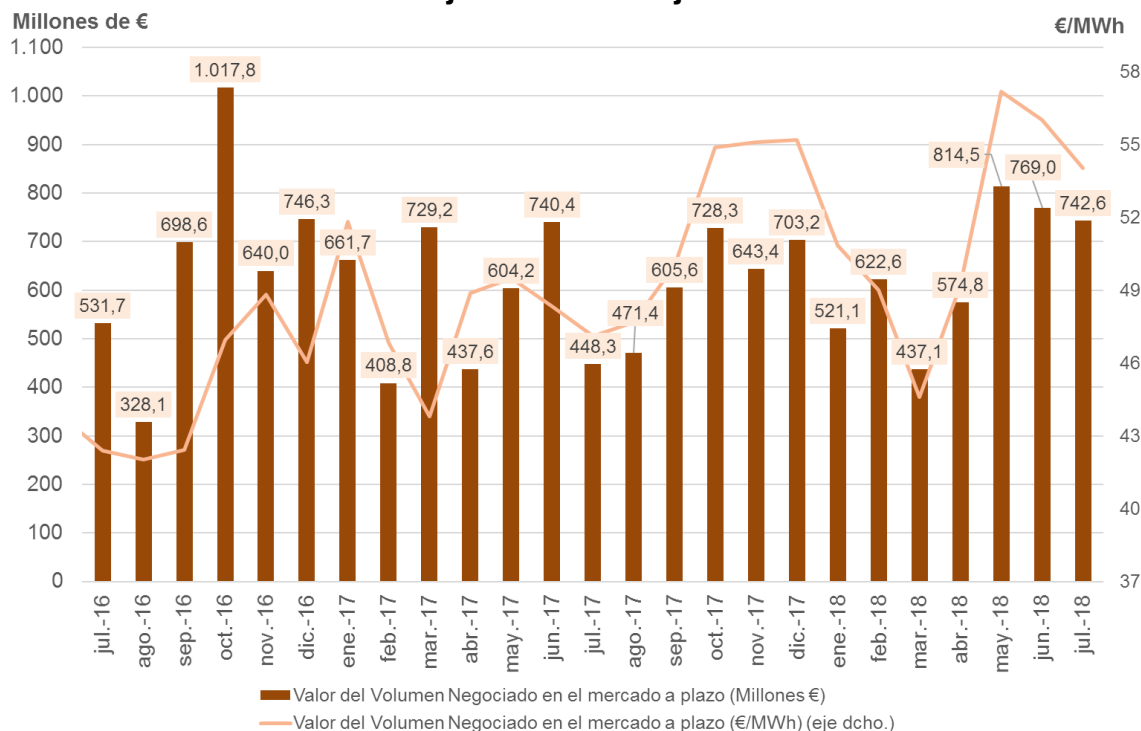
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX²⁸– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la evolución de la liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación.

3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en julio de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (13,74 TWh) fue de 743 millones de euros, inferior en un 3,4% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (769 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en julio de 2018 en dichos mercados fue 54,04 €/MWh, un 3,5% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (56,01 €/MWh) (véase Gráfico 17).

²⁸ Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



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

3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación

El Gráfico 18 muestra la liquidación financiera de los futuros carga base negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX (diferencias entre el precio de los futuros carga base y los precios spot de la zona española) por mes de liquidación. La liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX se calcula asumiendo que el volumen de posición abierta al inicio de la liquidación del contrato es igual al volumen negociado y, por tanto, todos los futuros negociados en los mercados a plazo se liquidan contra el precio spot.

A 31 de julio de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en julio de 2018²⁹ (10.313 GWh), bajo

²⁹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2018: mensual jul-18, trimestral Q3-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en julio de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 52,3 millones de €³⁰; inferior en un 3,3% (54,1 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en junio de 2018 negociados en dichos mercados (10.613 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en julio de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 53,28 €/MWh, inferior en 4,17 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 31 de julio de 2018 (57,45 €/MWh)³¹. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

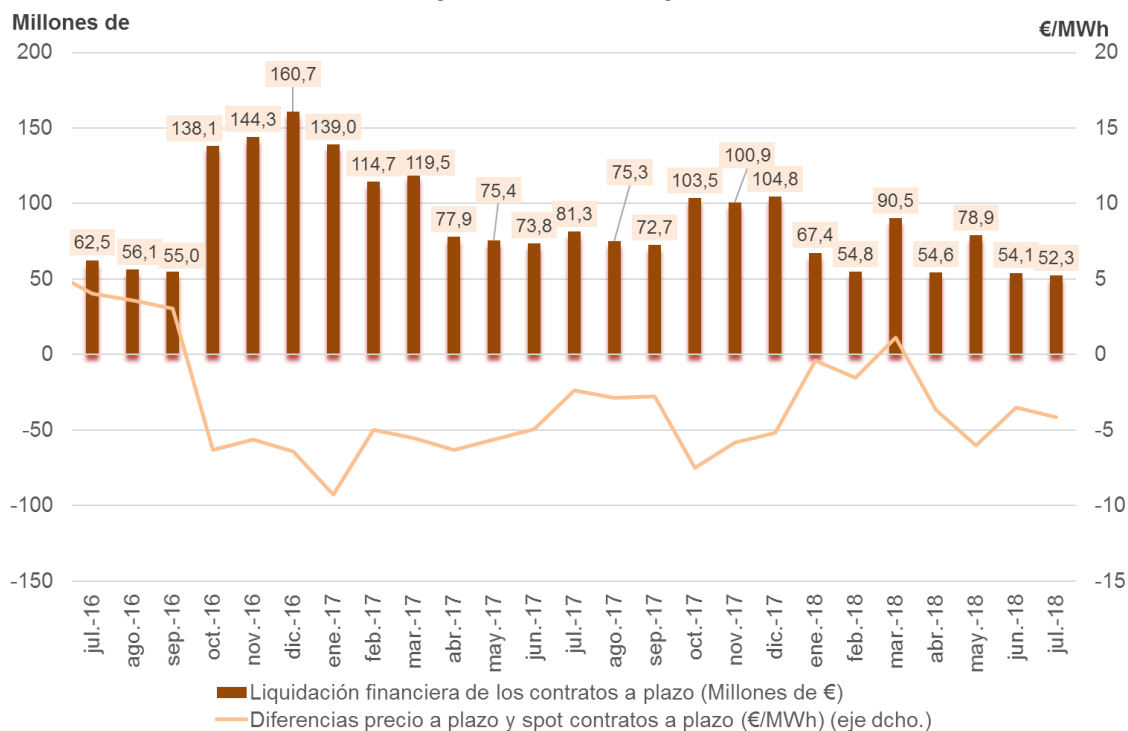
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de julio de 2018 (mensual jul-18, trimestral Q3-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 52,68 €/MWh, inferior en 4,45 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de julio de 2018 (57,13 €/MWh). Asimismo, los precios máximo y mínimo de negociación de esos contratos registrados en los mercados a plazo durante todo su horizonte de negociación fueron 67,40 €/MWh y 39,90 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en julio de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 62,04 €/MWh, inferior en 0,10 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de julio (62,14 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). Por tanto, la prima de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 fue negativa (-5,32 MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas).

³⁰ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

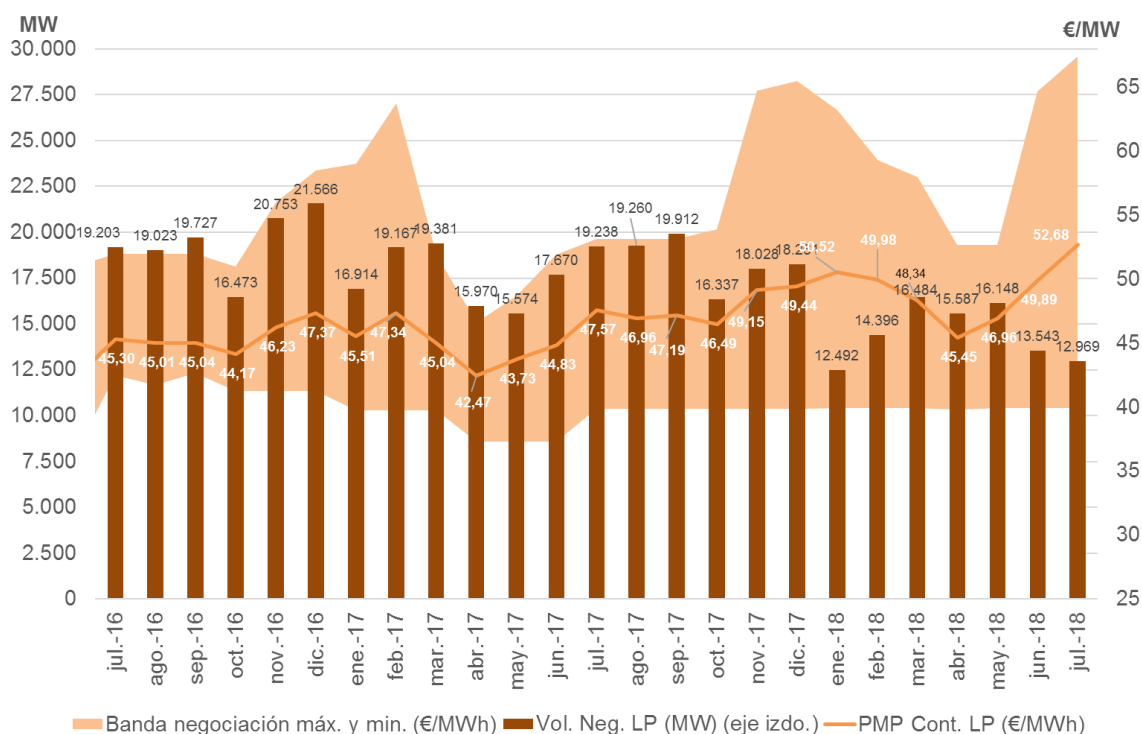
³¹ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de julio provienen de contratos Q3-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del tercer trimestre de 2018 y anual 2018.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de julio de 2018
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



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

Gráfico 19. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW) y precios máximo, mínimo y medio de los contratos de largo plazo por mes de liquidación (en MW y €/MWh)
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



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

4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España

En esta sección se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España. En la sección 4.1 se comparan los precios spot y a plazo de la energía eléctrica en España con los de los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados, y en la sección 4.2 se comparan los precios a plazo con los precios spot realizados. La sección 4.3 analiza los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂ y la sección 4.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

4.1. Cotizaciones a plazo (producto base) de energía eléctrica y precios spot y volúmenes de negociación en el mercado a plazo en España, Alemania y Francia

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. Se observa que, en el mes de julio de 2018, las cotizaciones a plazo con subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés.

En julio de 2018, todas las cotizaciones a plazo en los mercados español, alemán y francés aumentaron para todos los contratos considerados, con la excepción de la referencia de precio del contrato trimestral con liquidación en el Q1-19 y subyacente francés (-1%).

Asimismo, los precios medios de los mercados diarios en España, Alemania y Francia mostraron una tendencia ascendente (5,9%, 16,8% y 21,5% respectivamente).

En el mercado español, el mayor incremento de precios a plazo se registró en el contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2019 (incremento del 5,6% con respecto al mes anterior). Por su parte, en los mercados alemán y francés el mayor aumento de las cotizaciones a plazo, en relación al mes de junio, se registró en el contrato mensual con entrega en agosto de 2018 (+11,2% en Alemania y +16% en Francia).

A 31 de julio de 2018, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019 se situó en el mercado español (56,10 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (44,04 €/MWh) y en Francia (48,74 €/MWh).

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

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	julio-18	junio-18	% Variación jul. vs. jun.	julio-18	junio-18	% Variación jul. vs. jun.	julio-18	junio-18	% Variación jul. vs. jun.
ago.-18	63,50	62,30	1,9%	51,10	45,96	11,2%	51,59	44,47	16,0%
sep.-18	66,60	65,20	2,1%	49,23	47,79	3,0%	52,48	51,81	1,3%
Q4-18	66,80	64,25	4,0%	50,99	49,88	2,2%	63,00	61,67	2,2%
Q1-19	61,85	59,00	4,8%	49,04	48,88	0,3%	60,02	60,60	-1,0%
Q2-19	50,59	47,89	5,6%	39,50	39,01	1,3%	39,45	38,50	2,5%
YR-19	56,10	53,70	4,5%	44,04	43,39	1,5%	48,74	48,25	1,0%

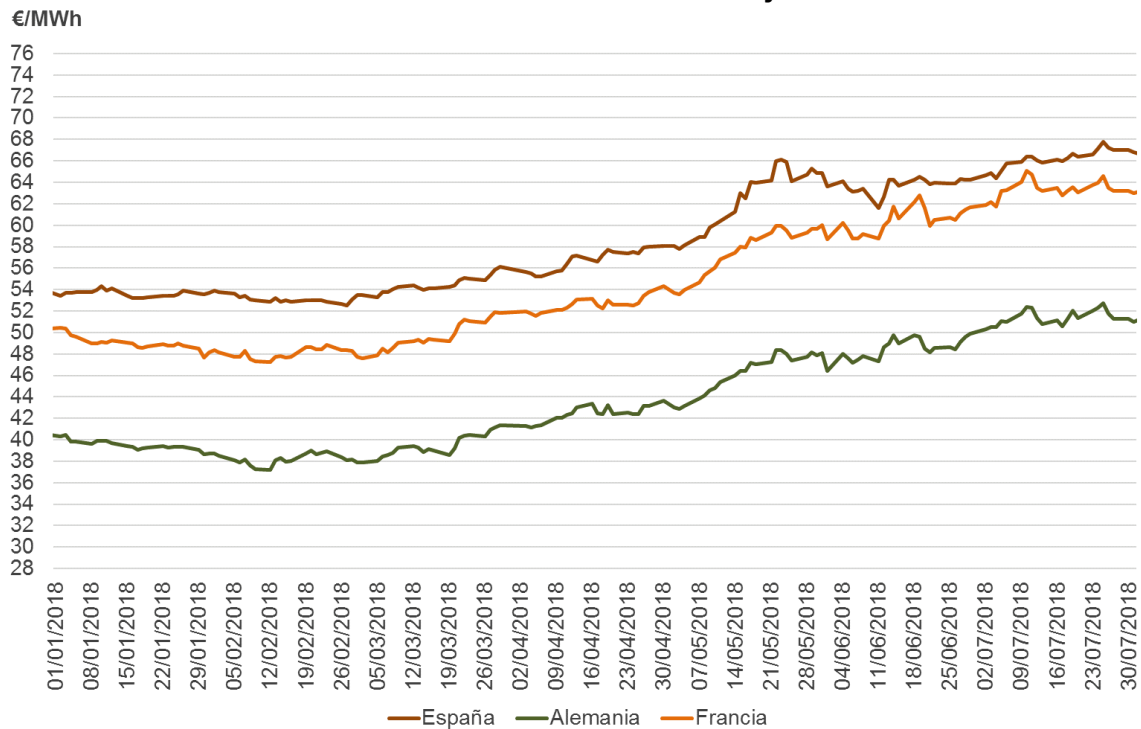
Nota: Cotizaciones de junio a 29/06/2018 y cotizaciones de julio a 31/07/2018.

* Subyacente precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria. El 15 de mayo de 2017, los reguladores energéticos de Alemania y de Austria (Bnetza y E-Control, respectivamente) acordaron dividir el actual mercado EPEX SPOT-Phelix, de Alemania y de Austria, con zona de precios única en dos zonas de precios, a partir del 1 de octubre de 2018. Por tanto, el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018, negociados con anterioridad a dicha fecha, será función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces³². Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria.

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

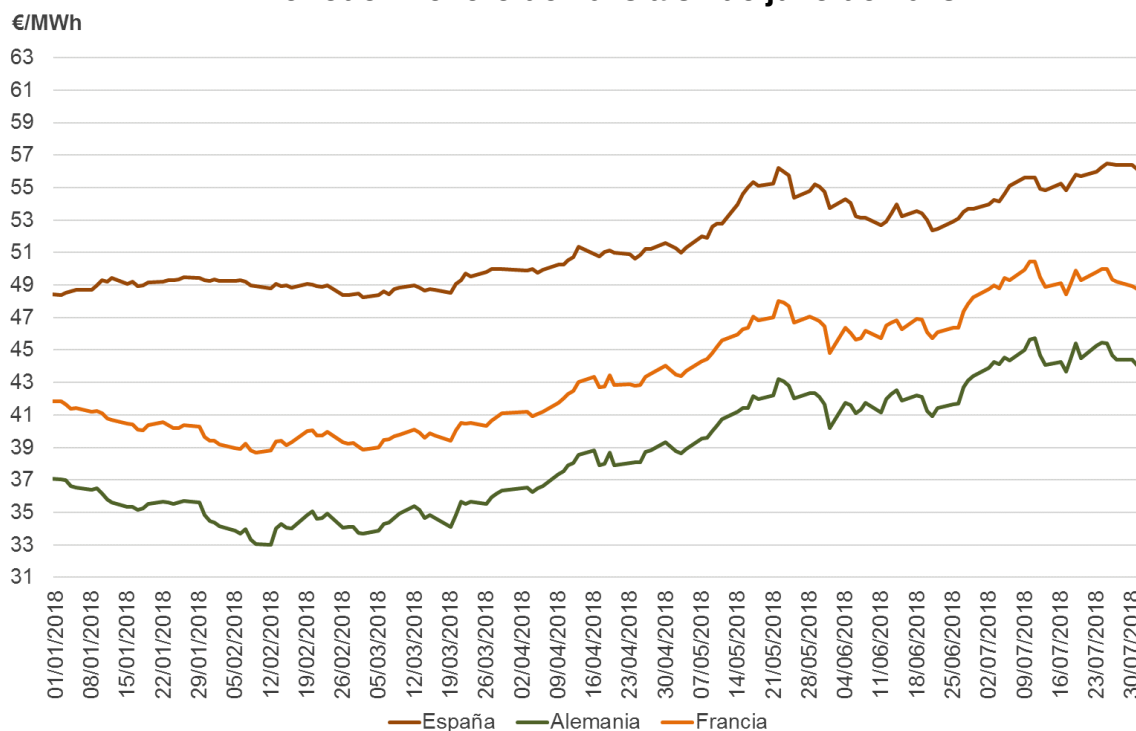
³² En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero de 2018 a 31 de julio de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero de 2018 a 31 de julio de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

En relación a la evolución de los precios medios mensuales en el mercado diario (véase Cuadro 5 y Gráfico 22) en el mes de julio, el precio medio del mercado diario en España se situó en 61,88 €/MWh, registrando un incremento del 5,9% respecto al del mes anterior (58,46 €/MWh). El precio medio español se situó por encima del precio medio del mercado alemán (49,54 €/MWh; +16,8% en relación al del mes anterior), al igual que del precio medio registrado en el mercado francés (51,41 €/MWh; +21,5% respecto al del mes anterior).

Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

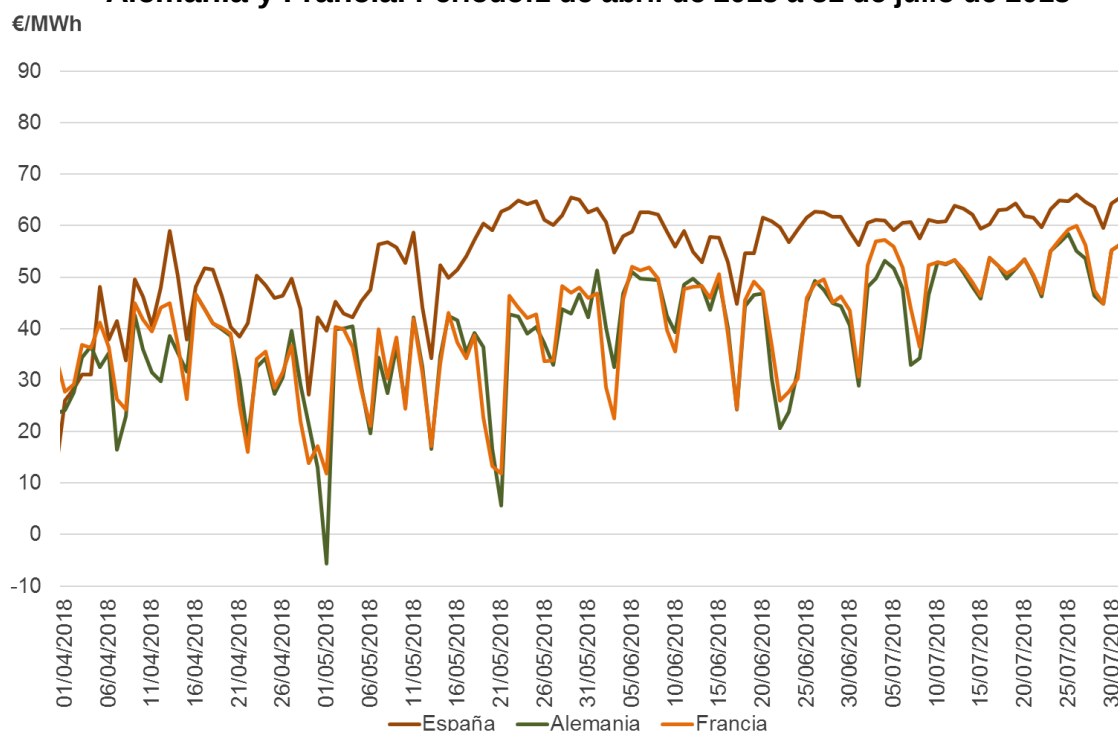
Precios medios	julio-18	junio-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	61,88	58,46	5,9%
Alemania	49,54	42,42	16,8%
Francia	51,41	42,32	21,5%

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

En el Gráfico 22 se puede observar que el precio medio diario de los tres mercados muestra una tendencia general ascendente, manteniéndose el precio medio diario del mercado español por encima del de los otros dos mercados a lo largo de todo el mes de julio. El precio medio diario más bajo para el mes de julio

de 2018 se registró en el mercado alemán el día 1 de dicho mes, donde se registró un precio de 28,92 €/MWh, mientras que el precio diario más alto se registró en el mercado español el día 26 (66,02 €/MWh). En el Gráfico 22 se puede observar que para el año 2018, en líneas generales, el precio medio diario en España se ha mantenido por encima del precio medio diario en Alemania y en Francia.

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de abril de 2018 a 31 de julio de 2018



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear³³ y en EEX-ECC³⁴, por mes de negociación. El volumen negociado en julio de 2018 de contratos financieros de

³³ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³⁴ Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En julio de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (124.627 GWh en Alemania y 16.523 GWh en Francia), fueron 9,5 y 1,3 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (13.079 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³⁵, registrados en ambas cámaras, ascendió a 124.627 GWh (inferior en un 3,6% al volumen negociado en el mes anterior, 129.326 GWh). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 16.523 GWh (un 21,2% inferior al volumen negociado el mes anterior, 20.958 GWh). En 2017 del volumen total negociado de contratos registrados en OMIClear y en EEX-ECC con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes y subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria ascendió a 1.793.826 GWh. Por su parte, el volumen registrado en OMIClear y en EEX-ECC, de estos mismos contratos, con subyacente el precio de contado francés se situó en 253.686 GWh en 2017.

³⁵ Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania, con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria ya que, si bien actualmente Alemania y Austria constituyen una zona de precios única, a partir del 1 de octubre de 2018 se dividirá en dos zonas de precios.

Cuadro 6. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear y en EEX-ECC (GWh)

Periodo: julio de 2016 julio de 2018

	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
jul-16	167.367	21.279
ago-16	129.998	13.380
sep-16	234.949	44.002
oct-16	256.104	52.988
nov-16	292.783	41.935
dic-16	194.200	29.840
ene-17	214.598	14.811
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.841	12.492
may-17	166.993	18.419
jun-17	109.919	16.655
jul-17	94.721	14.411
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	129.326	20.958
jul-18	124.627	16.523

Nota: desde mayo de 2017, el volumen negociado en el mercado alemán integra contratos con subyacente alemán y contratos con subyacente alemán y austriaco.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales³⁶ con liquidación en los meses de julio de 2016 a julio de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de julio de 2018, la prima de riesgo ex post en el mercado español, registró un valor positivo (0,52 €/MWh), mientras que en los mercados alemán y francés se registraron valores negativos (-2,86 €/MWh y -3,86 €/MWh respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en julio de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 67,40 €/MWh y 51,99 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo ex post derivadas de estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 61,88 €/MWh) ascendieron a 5,52 €/MWh y a -9,89 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en julio de 2018 ascendieron a 49,77 €/MWh y a 32,33 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 49,54 €/MWh) se situaron en 0,23 €/MWh y -17,21 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en julio de 2018 ascendieron a 51,66 €/MWh y a 32,01 €/MWh, respectivamente. Por lo que las primas de riesgo ex post, respecto a estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 51,41 €/MWh), se situaron en 0,25 €/MWh y -19,40 €/MWh, respectivamente.

En promedio, en el periodo comprendido entre enero y julio de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,75 €/MWh, +1,63 y +3,18 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios) en el citado periodo.

³⁶ La cotización del último día de negociación de los contratos mensuales minimiza el número de días entre el día de negociación y el inicio del periodo de liquidación de contrato, por lo que se reducirían los errores de predicción. Además, los agentes que toman posiciones de compra o venta el último día de cotización del contrato no pueden deshacer dichas posiciones en el futuro.

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de jul-16 a jul-18, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
jul-16	43,30	40,53	2,77	25,60	27,19	-1,59	26,26	30,11	-3,85
ago-16	41,90	41,16	0,74	28,19	27,18	1,01	29,34	29,69	-0,35
sep-16	43,15	43,59	-0,44	28,60	30,49	-1,89	34,37	37,19	-2,82
oct-16	45,00	52,83	-7,83	33,07	37,13	-4,06	44,46	55,21	-10,75
nov-16	54,75	56,13	-1,38	42,99	38,22	4,77	98,33	65,14	33,19
dic-16	56,90	60,49	-3,59	38,18	37,48	0,70	81,73	59,26	22,47
ene-17	59,00	71,49	-12,49	44,55	52,37	-7,82	71,50	78,00	-6,50
feb-17	57,08	51,74	5,34	48,25	39,70	8,55	62,50	51,16	11,34
mar-17	43,60	43,19	0,41	35,08	31,70	3,38	41,90	35,42	6,48
abr-17	41,85	43,69	-1,84	30,45	28,87	1,58	32,29	34,77	-2,48
may-17	48,65	47,11	1,54	31,43	30,46	0,97	31,60	34,23	-2,63
jun-17	51,13	50,22	0,91	32,49	30,00	2,49	33,96	32,70	1,26
jul-17	51,40	48,63	2,77	33,09	33,01	0,08	34,50	34,64	-0,14
ago-17	47,90	47,46	0,44	30,68	30,85	-0,17	31,00	32,02	-1,02
sep-17	49,85	49,15	0,70	34,72	34,35	0,37	36,45	36,95	-0,50
oct-17	53,80	56,77	-2,97	36,18	28,25	7,93	49,81	49,68	0,13
nov-17	60,33	59,19	1,14	42,32	40,37	1,95	66,50	63,43	3,07
dic-17	62,80	57,94	4,86	37,63	30,77	6,86	60,05	56,77	3,28
ene-18	56,25	49,98	6,27	40,38	29,46	10,92	58,11	34,95	23,16
feb-18	54,15	54,88	-0,73	40,90	40,12	0,78	51,00	48,70	2,30
mar-18	44,10	40,18	3,92	36,31	37,36	-1,05	43,75	48,26	-4,51
abr-18	39,83	42,67	-2,84	35,35	32,06	3,29	39,30	33,60	5,70
may-18	48,50	54,92	-6,42	31,40	33,54	-2,14	31,54	34,42	-2,88
jun-18	63,00	58,46	4,54	44,89	42,42	2,47	44,66	42,32	2,34
jul-18	62,40	61,88	0,52	46,68	49,54	-2,86	47,55	51,41	-3,86

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

4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

En el mes de julio tanto el precio spot como las cotizaciones a plazo del petróleo (referencia Brent), así como los precios a plazo del carbón (referencia EEX ARA) mostraron una tendencia decreciente. Por el contrario, el precio spot del gas natural en Reino Unido (referencia NBP), así como las cotizaciones a plazo del gas natural (salvo para el contrato NBP con entrega en el Q1-19) y las de los derechos de emisión de CO₂, registraron una tendencia alcista respecto al mes anterior.

Con datos a 31 de julio, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses descendieron, respecto a las del mes anterior, un 4,4%, un 6,5% y un 2,5%, respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, a cierre de mes, en 74,46 \$/Bbl, 74,25 \$/Bbl y 72,93 \$/Bbl, respectivamente.

El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) junto con las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el Q4-18 y en el Q2-19 aumentaron un

8,5%, un 0,6% y un 1,6%, respectivamente, mientras que la cotización del contrato con liquidación en el Q1-19 descendió un 0,6%. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q4-18, Q1-19 y Q2-19, se situaron a cierre de mes en 19,85 €/MWh, 21,44 €/MWh, 22,30 €/MWh y 18,07 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS³⁷) registró un aumento significativo del 14,8%, situándose a cierre de mes (31 de julio) en 26,06 €/MWh, en el mismo nivel de precio que el contrato spot de gas natural en Francia (TRS), que se situó en 26,05 €/MWh (+3,6%). El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 2,9%, situándose a cierre de mes en 24,90 €/MWh³⁸.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en agosto de 2018, en el cuarto trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron una tendencia decreciente. En particular, los precios de estos contratos disminuyeron un 2,6%, 4,3% y un 3,6% respectivamente, hasta situarse en 94,65 \$/t, 91,45 \$/t y 85,75 \$/t, respectivamente.

Por último, respecto al mes de junio, los derechos de emisión de CO₂ registraron un significativo incremento, hasta situarse en 17,40 €/t CO₂ (+16,1%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2018, y en 17,65 €/t CO₂ (+16,0%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019.

³⁷ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁸ El 1 de octubre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.

Cuadro 8. Evolución del precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO₂

	Cotizaciones en Jul.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jun.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
Crudo Brent \$/Bbl	31-jul-18	Mín.	Máx.	29-jun-18	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
Brent Spot	74,46	70,54	77,67	77,90	72,26	77,90	-4,4%
Brent entrega a un mes	74,25	71,84	78,86	79,44	73,05	79,44	-6,5%
Brent entrega a doce meses	72,93	70,33	75,19	74,78	69,69	74,78	-2,5%
Gas natural Europa	31-jul-18	Mín.	Máx.	29-jun-18	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	19,85	19,06	20,43	18,29	17,82	19,98	8,5%
Gas NBP entrega Q4-18	21,41	21,01	21,98	21,28	20,28	21,44	0,6%
Gas NBP entrega Q1-19	22,30	21,90	22,90	22,44	21,38	22,55	-0,6%
Gas NBP entrega Q2-19	18,07	17,74	18,40	17,78	16,53	17,78	1,6%
MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh							
MIBGAS Spot	26,06	24,24	27,00	22,71	21,82	24,97	14,8%
PVB-ES a un mes	24,90	24,35	25,35	24,20	23,10	25,16	2,9%
TRS Spot	26,05	25,11	58,78	25,15	22,94	26,29	3,6%
Carbón EEX ARA API2 \$/t	31-jul-18	Mín.	Máx.	29-jun-18	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
Carbón EEX ARA Ago-18	94,65	102,50	102,50	97,18	98,05	98,05	-2,6%
Carbón EEX ARA Q4-18	91,45	91,45	100,00	95,59	91,50	95,73	-4,3%
Carbón EEX ARA Cal-19	85,75	85,75	93,49	88,94	84,23	90,00	-3,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}	31-jul-18	Mín.	Máx.	29-jun-18	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
Dchos. emisión EUA Dic-2018	17,40	15,07	17,40	14,99	14,24	16,13	16,1%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	17,65	15,29	17,65	15,21	14,46	16,32	16,0%

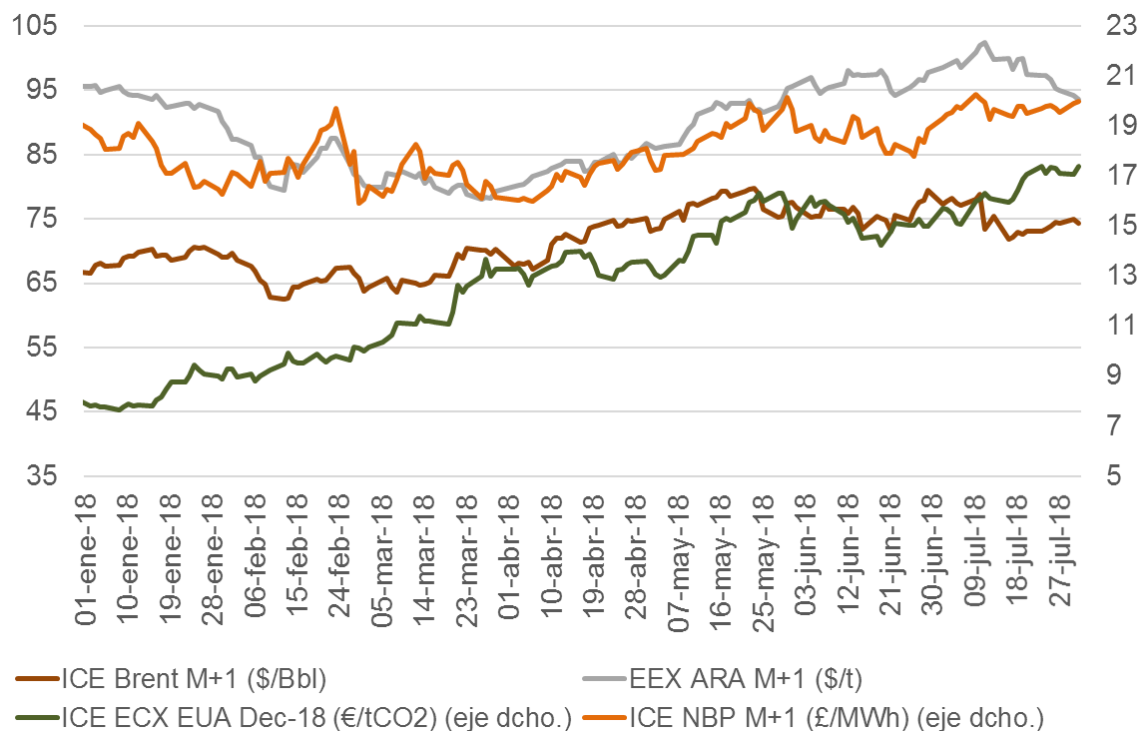
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio TRS SPOT en Powernext y Reuters.
- 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).

Nota: Cotizaciones de julio a 31/07/2018 y cotizaciones de junio a 29/06/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Reuters, MIBGAS, Powernext, EEX y Agencia de intermediación.

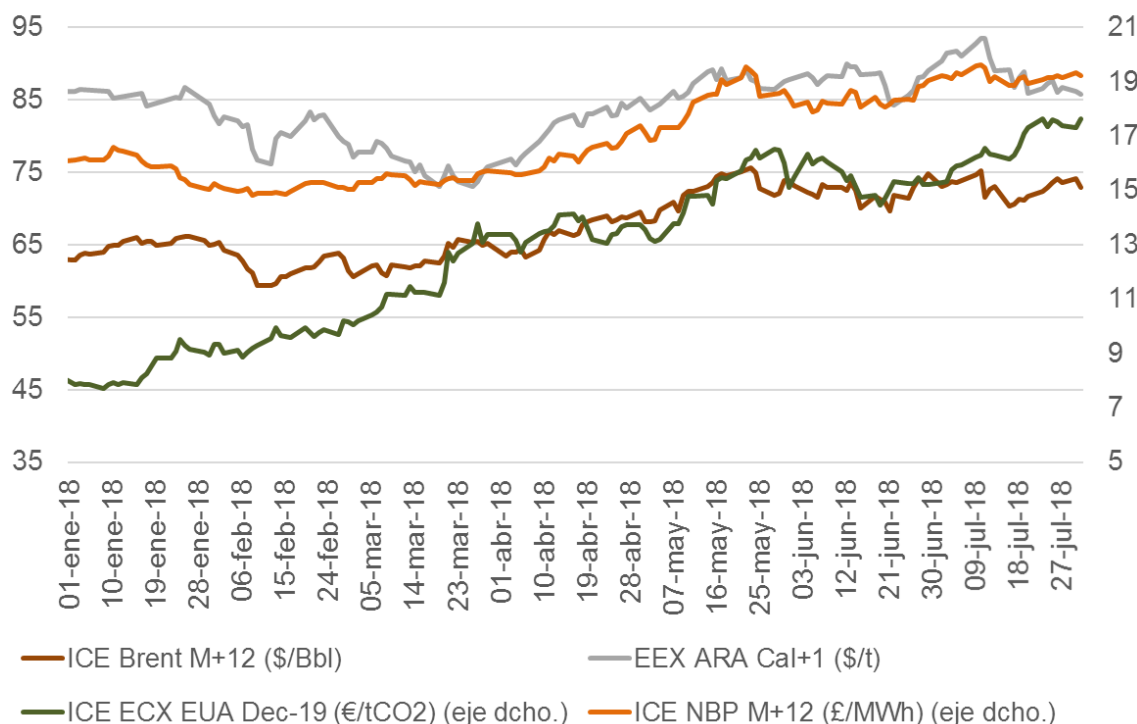
Las tendencias indicadas durante el mes de julio se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

Gráfico 23. 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. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales.
Periodo: 1 de enero a 31 de julio de 2018



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

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 enero a 31 de julio de 2018



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

A cierre del mes de julio de 2018 (31 de julio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,17 \$/€ frente a 1,16 \$/€ al final del mes anterior. También se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro, situándose en torno a 0,897 £/€, frente a 0,892 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que habrían podido influir en la evolución del precio del petróleo durante el mes de julio cabe destacar el compromiso adquirido en dicho mes por parte de Arabia Saudí de incrementar su producción de petróleo para compensar el crudo iraní bloqueado por las sanciones estadounidenses.

En el caso del gas, cabe mencionar que los principales actores europeos han anticipado sus aprovisionamientos para aumentar sus reservas de gas, mermadas tras la ola de frío de principios de 2018, ante el temor de que las compras habituales de gas no fuesen suficientes para hacer frente al próximo invierno. Esta situación contrasta con la política de almacenamiento de gas en EEUU, donde es más que probable que comiencen el invierno con los niveles de reserva más bajos de los últimos 10 años.

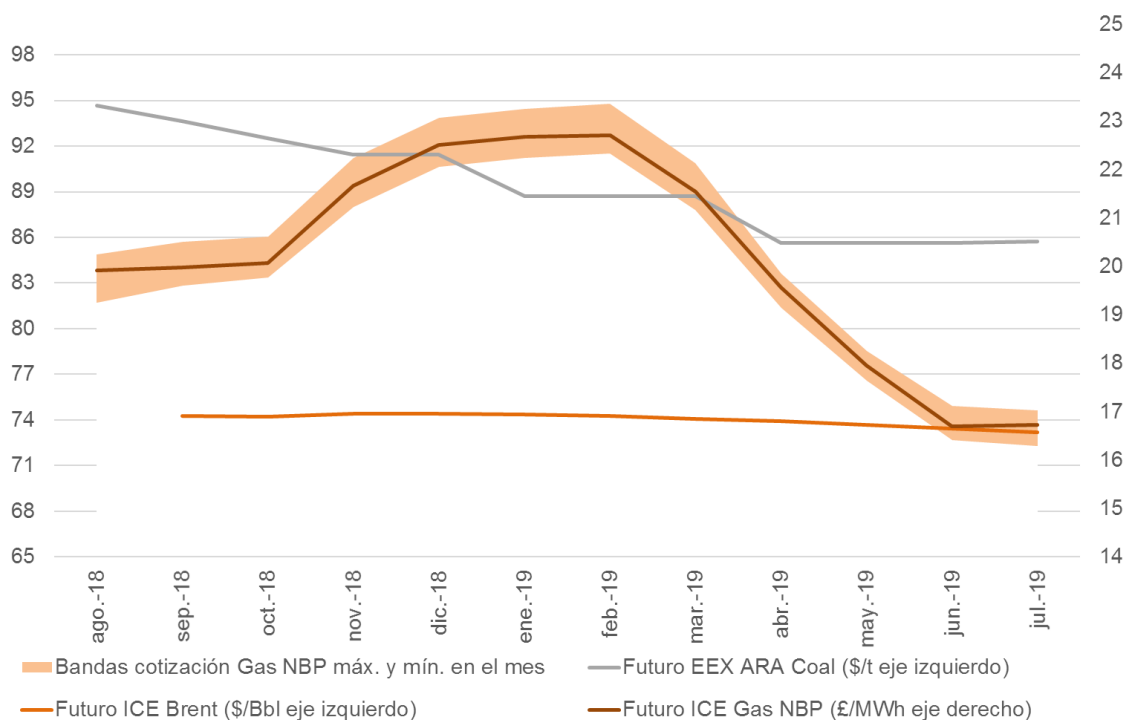
A cierre del mes de julio (31 de julio de 2018), la curva a plazo del Brent muestra una tendencia ligeramente descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25).

Por el contrario, la curva forward del gas natural (NBP) muestra una tendencia ascendente hasta el febrero de 2019, descendiendo a partir de dicho mes hasta situarse en torno a 16,73 €/MWh en julio de 2019.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de julio. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 0,88 €/MWh (1,23 €/MWh en el mes anterior).

La curva forward del carbón EEX ARA muestra un descenso continuado en los próximos meses del año 2018, y los primeros del año 2019.

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 31 de julio de 2018
(crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



Nota: cotización del contrato mensual jul-18 del Gas NBP a 28/06/2018.

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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives cabe destacar que, aunque la liquidez del mercado sigue siendo reducida, en el mes de julio se produce un incremento del 300% del volumen negociado respecto al mes anterior. De este modo, el volumen total negociado en julio se situó en 75.400 MWh (18.400 MWh en junio), procedentes de la negociación de contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (2.400 MW y un precio medio ponderado de 25,25 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (73.000 MWh y un precio medio ponderado de 23,20 €/MWh).

Desde el inicio de la negociación en MIBGAS Derivatives, en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a julio) se ha situado en 252.500 MWh. En el periodo abril-julio, solo se han negociado los contratos con entrega a dos meses vista (M+2), en el trimestre siguiente (Q+1) y en el año siguiente (Y+1). En el periodo comprendido entre abril y julio de 2018, el mayor volumen de negociación se ha concentrado en el contrato con entrega en 2019 (72,3% del total negociado), seguido del contrato con entrega en el trimestre siguiente (14,6%) y el contrato con entrega a dos meses vista (13,1%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-18 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

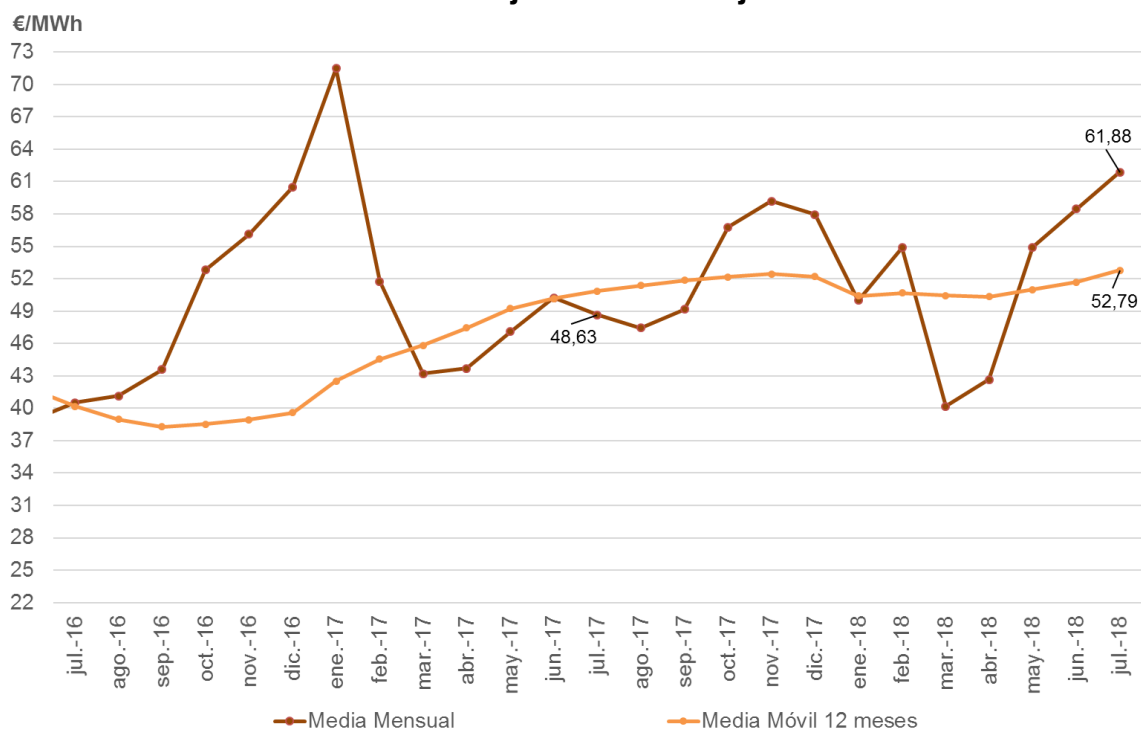
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 26 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre julio de 2016 y julio de 2018. En el mes de julio de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 61,88 €/MWh³⁹, un 5,9% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (58,46 €/MWh), y un 27,2% superior al precio spot medio registrado en julio de 2017 (48,63 €/MWh).

³⁹ En julio de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 61,84 €/MWh. En julio de 2018 ha existido un precio diferente en 25 horas de un total de 744 horas (3,4% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio negativo de 0,22 €/MWh. En 2017 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.174 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,24 €/MWh). Por tanto, en 586 horas de las 8.760 horas totales (6,7% del total de las horas de 2017) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas).

Gráfico 26. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: julio de 2016 a julio de 2018

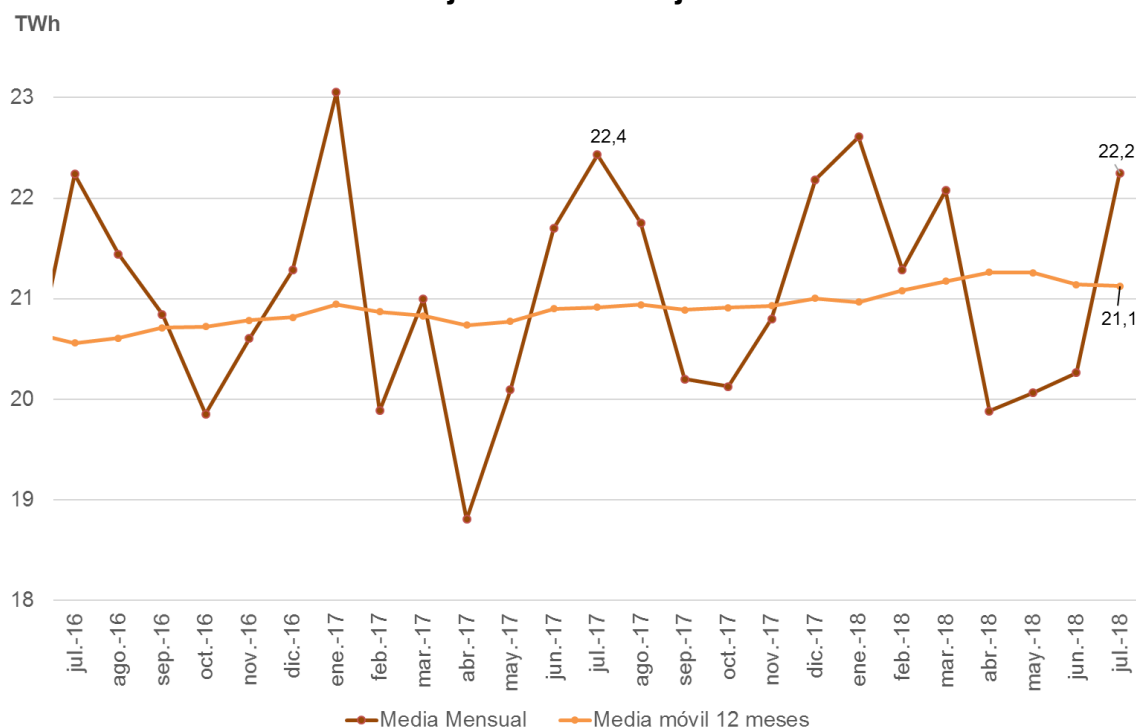


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 27 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de julio, la demanda se cifró en 22,25 TWh, un 9,8% superior al valor registrado en el mes anterior (20,26 TWh)⁴⁰, y un 0,8% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,43 TWh en julio de 2017). En el mes de julio de 2018, la demanda fue un 5,3% superior a la media móvil anual (21,1 TWh).

Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: julio de 2016 a julio de 2018



Fuente: REE.

En el Cuadro 9 se recogen la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de junio y julio de 2018, julio de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En julio de 2018 destacó el incremento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón (+54,5%) y de la tecnología solar térmica (+48,8%). Por el contrario, destacó el acusado descenso en la generación de electricidad a partir de energía hidráulica (-17,2%), en relación al mes anterior.

De este modo, el aumento de la demanda media diaria en el mes de julio de 2018 respecto al mes anterior (+6,3%), junto con el incremento del hueco térmico para compensar la caída de la generación hidráulica, provocó un aumento del precio del mercado spot en dicho mes (+3,42 €/MWh respecto al registrado en junio).

Cuadro 9. Generación bruta por tecnologías y demanda de transporte (TWh)

	jul-18	jun-18	jul-17	% Var. jul-18 vs. jun-18	% Var. jul-18 vs. jul-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,04	3,68	1,24	-17,2%	146,1%	24,82	16,7%
Nuclear	4,49	3,62	4,41	24,1%	1,8%	29,83	20,1%
Carbón	3,50	2,27	4,03	54,5%	-13,1%	17,25	11,6%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	2,28	2,20	3,80	3,6%	-40,1%	13,11	8,8%
Eólica	2,48	2,58	3,31	-3,8%	-25,1%	30,44	20,5%
Solar fotovoltaica	0,89	0,80	0,90	10,6%	-1,8%	4,56	3,1%
Solar térmica	0,90	0,61	0,87	48,8%	3,7%	2,92	2,0%
Otras renovables ⁽²⁾	0,33	0,32	0,34	2,8%	-2,9%	2,08	1,4%
Cogeneración	2,40	2,33	2,31	3,3%	4,2%	16,76	11,3%
Residuos	0,27	0,23	0,28	18,1%	-2,9%	1,71	1,1%
Total Generación	20,59	18,61	21,47	10,6%	-4,1%	143,51	96,7%
Consumo en bombeo	-0,07	-0,10	-0,14	-26,3%	-51,4%	-2,27	-1,5%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,16	-0,11	-0,15	47,7%	6,6%	-0,70	-0,5%
Saldo intercambios	1,89	1,86	1,26	1,8%	49,8%	7,90	5,3%
Total Demanda transporte	22,25	20,26	22,43	9,8%	-0,8%	148,43	100,0%

⁽¹⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

⁽²⁾ Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

⁽³⁾ Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema.

⁽⁴⁾ Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE.



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA