



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

**23 de octubre de 2018**

**IS/DE/003/18**

## Índice

1.	<i>Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España</i>	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 <i>day-ahead</i> )	6
2.	<i>Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo</i>	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.	<i>Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera</i>	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.	<i>Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España</i>	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 <sub>2</sub>	39
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)	46
4.5.	Análisis de los precios spot en España	46

## 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 –OMIP<sup>1</sup>– 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 lo largo del mes de septiembre se produjo un cambio en la tendencia ascendente que habían venido mostrando las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad durante los meses de julio y agosto de 2018.

De este modo, al cierre del mes, con un precio medio del mercado de contado (71,27 €/MWh) superior al registrado el mes anterior (+10,8%), las cotizaciones de todos los contratos a plazo de energía eléctrica analizados, excepto las del contrato a plazo con liquidación en diciembre de 2018, mostraron un comportamiento descendente.

El mayor descenso de cotizaciones, respecto al mes anterior, correspondió al contrato mensual con liquidación en octubre de 2018 (-7%), que cerró el mes de septiembre en 69,50 €/MWh, frente a 74,70 €/MWh del mes de agosto<sup>2</sup>. Por su parte, los precios de referencia del resto de contratos con vencimiento más cercano, si bien se mantuvieron por encima del nivel de 70 €/MWh, registraron un descenso respecto al mes anterior en el caso de los contratos con entrega en noviembre de 2018 (-1,9%) y en el Q4-2018 (-2,5%), y un ligero incremento en el caso del contrato con entrega en diciembre de 2018 (+0,7%).

Asimismo, las cotizaciones de los contratos trimestrales con vencimiento en los seis primeros meses de 2019 mostraron una tendencia descendente, con mayor incidencia sobre el contrato con liquidación en Q1-19 (-5,1%) que cerró el mes en 65,50 €/MWh; mientras que en los contratos anuales el mayor decremento de los precios de referencia fue registrado por el contrato con vencimiento en 2019 (-2,9%), que se situó en 59,95 €/MWh (a 28 de septiembre) frente 61,75 €/MWh del cierre del mes de agosto.

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: de agosto 2018 a día 31 y de septiembre de 2018 a día 28.

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

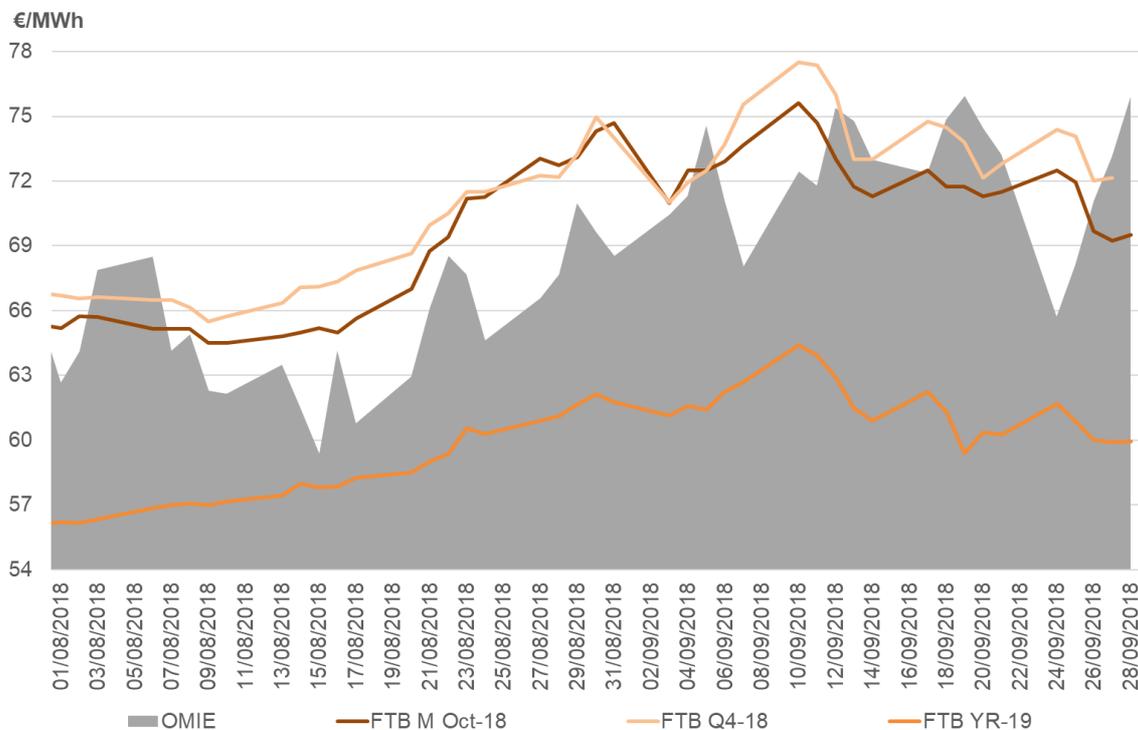
Contratos	MES DE SEPTIEMBRE DE 2018				MES DE AGOSTO DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. sep-18 vs. ago-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-18	69,50	75,63	69,25	72,03	74,70	74,70	64,50	67,92	-7,0%
FTB M Nov-18	72,35	78,70	72,30	74,47	73,74	75,38	66,10	69,49	-1,9%
FTB M Dec-18	74,07	78,79	69,44	74,66	73,55	75,18	65,92	69,31	0,7%
FTB Q4-18	72,15 (*)	77,50	71,03	73,80	74,00	74,95	65,50	68,90	-2,5%
FTB Q1-19	65,50	70,75	65,50	68,09	69,00	69,25	61,55	63,61	-5,1%
FTB Q2-19	53,75	58,15	52,97	55,22	55,40	55,82	50,67	53,17	-3,0%
FTB Q3-19	59,55	63,73	58,03	60,54	60,72	61,18	55,52	58,27	-1,9%
FTB YR-19	59,95	64,40	59,40	61,43	61,75	62,15	56,15	58,62	-2,9%
FTB YR-20	53,40	56,90	53,10	54,81	55,25	55,50	50,00	52,32	-3,3%

Producto base: 24 horas todos los días.

\*Nota: Últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2018 y últimas cotizaciones de septiembre a 28/09/2018, excepto la del contrato trimestral con liquidación en el Q4-18 a 27/09/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

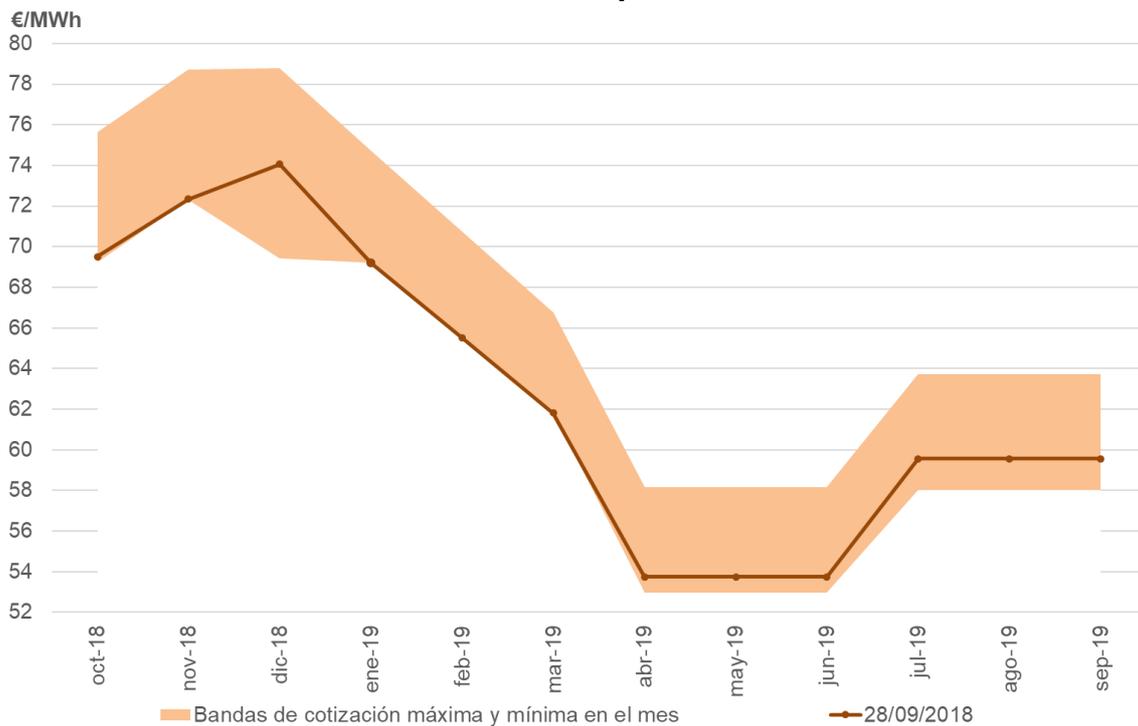
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de agosto a 28 de septiembre de 2018**



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 septiembre de 2018. Se observa que (a 28 de septiembre), la curva forward muestra, desde diciembre de 2018, una tendencia descendente (curva en “backwardation”<sup>3</sup>), pasando de un máximo de 74,07 €/MWh en dicho mes, a un mínimo de 53,75 €/MWh en el segundo trimestre de 2019. Posteriormente, se incrementa en el tercer trimestre de 2019 hasta situarse en 59,55 €/MWh.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de septiembre, el precio medio del mercado diario (71,27 €/MWh) se incrementó un 10,8% respecto al registrado en el mes anterior (64,33 €/MWh).

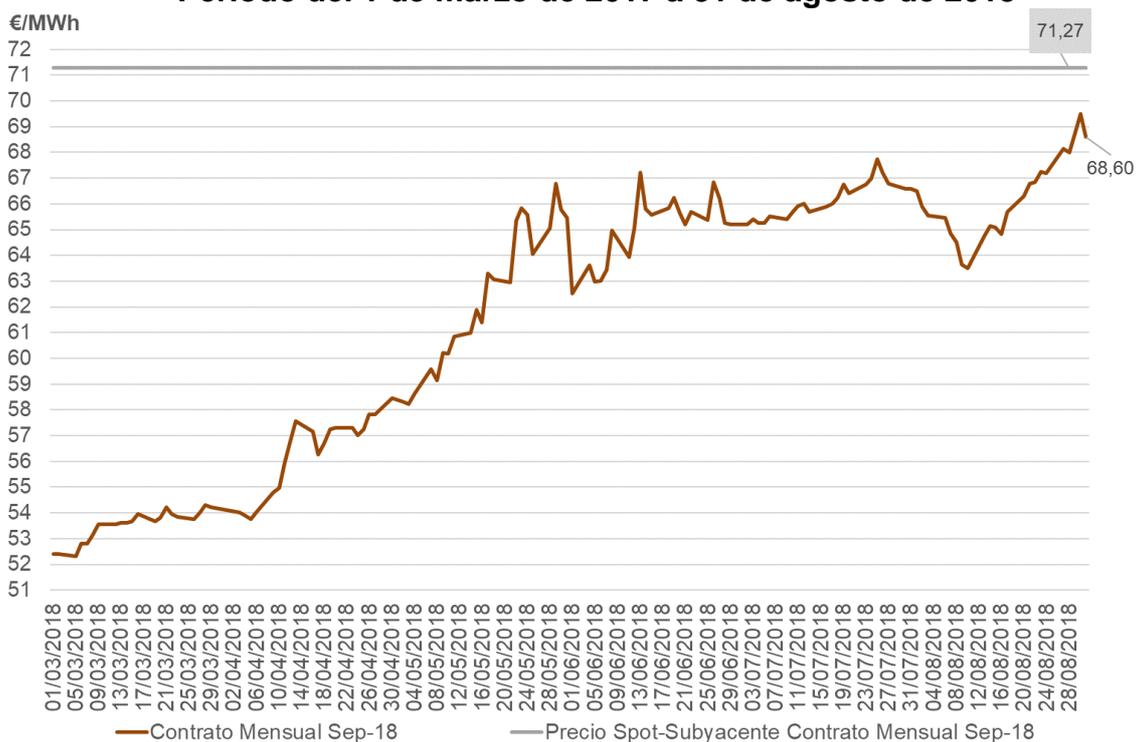
La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en septiembre de 2018 (31 de agosto de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 68,60 €/MWh para dicho mes, un 3,8% inferior al precio spot finalmente registrado (71,27 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>4</sup>, se alcanzaron respectivamente el 30 de agosto 2018 (máxima de 69,50 €/MWh) y el 5 de marzo de 2018 (mínima de 52,31 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo

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

<sup>4</sup> Del 1 de marzo a 31 de agosto de 2018.

el diferencial máximo de cotización del contrato de 17,19 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>5</sup> del contrato mensual de septiembre de 2018 fueron negativas en todo el periodo de negociación del contrato y por tanto, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2018 en OMIP vs. precio spot de septiembre de 2018. Periodo del 1 de marzo de 2017 a 31 de agosto de 2018**



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

Para el mes de octubre de 2018, la última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en dicho mes (a 28 de septiembre), anticipa un precio medio del mercado diario de 69,50 €/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 septiembre 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, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en septiembre de 2018 (70,60 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del

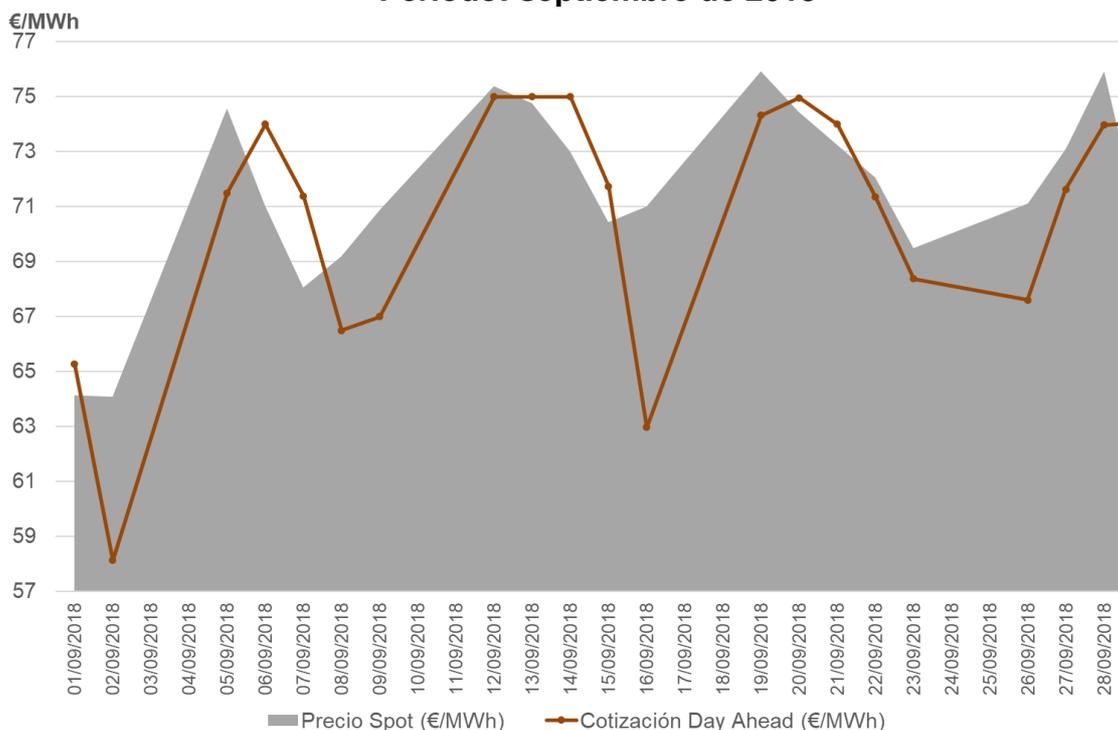
<sup>5</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en septiembre de 2018.

mercado de contado en septiembre de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>6</sup>) que se situó en 71,42 €/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 septiembre de 2018 fue negativa (-0,82 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de septiembre de 2018, la máxima prima de riesgo ex post<sup>7</sup> de los contratos *day-ahead* se registró el día 16 (-8,04 €/MWh).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 EEX<sup>8</sup>– 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 agosto y septiembre de 2018<sup>9</sup>.

En el mes de septiembre de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,7 TWh, un 145,2% superior al volumen negociado en el mes anterior (6 TWh), y un 21,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,1 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en septiembre de 2018, el 11% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 11,6% de agosto 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.

---

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> 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 al 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 septiembre de 2018 (14,7 TWh) representó el 70,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 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)<sup>10</sup>.

En el mes de septiembre de 2018, el volumen 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 EEX<sup>11</sup>) se situó en 13,6 TWh (un 218,6% superior al volumen registrado el mes anterior). Dicho volumen de registro resultó superior a la estimación del volumen total negociado en el mercado OTC (13,1 TWh), debido a que se estarían registrando en las CCPs operaciones bilaterales, negociadas directamente entre sus contrapartes y no a través de las agencias de intermediación (sobre las que la CNMC no dispone de información), por lo que el volumen correspondiente a dichas transacciones no se estaría incorporando al volumen total negociado OTC.

En 2017, el porcentaje de volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las mencionadas CCPs fue del 72,5%.

---

<sup>10</sup> En septiembre de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (9,9 TWh) representó el 45,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (21,8 TWh).

<sup>11</sup> 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.

**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 septiembre 2018	Mes anterior agosto 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
<b>OMIP</b>	1.029	349	194,8%	4.178	7.657	3,9%	5,3%
<b>EEX</b>	593	348	70,3%	4.592	6.000	4,3%	4,2%
<b>OTC</b>	13.098	5.306	146,9%	98.114	130.172	91,8%	90,5%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>13.636</b>	<b>4.280</b>	<b>218,6%</b>	<b>83.329</b>	<b>94.359</b>	<b>78,0%</b>	<b>65,6%</b>
<i>OMIClear</i>	1.056	241	337,2%	8.025	15.463	7,5%	10,8%
<i>BME Clearing</i>	1.006	285	252,4%	7.776	17.951	7,3%	12,5%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	11.574	3.753	208,4%	67.528	60.945	63,2%	42,4%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>14.720</b>	<b>6.003</b>	<b>145,2%</b>	<b>106.883</b>	<b>143.829</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

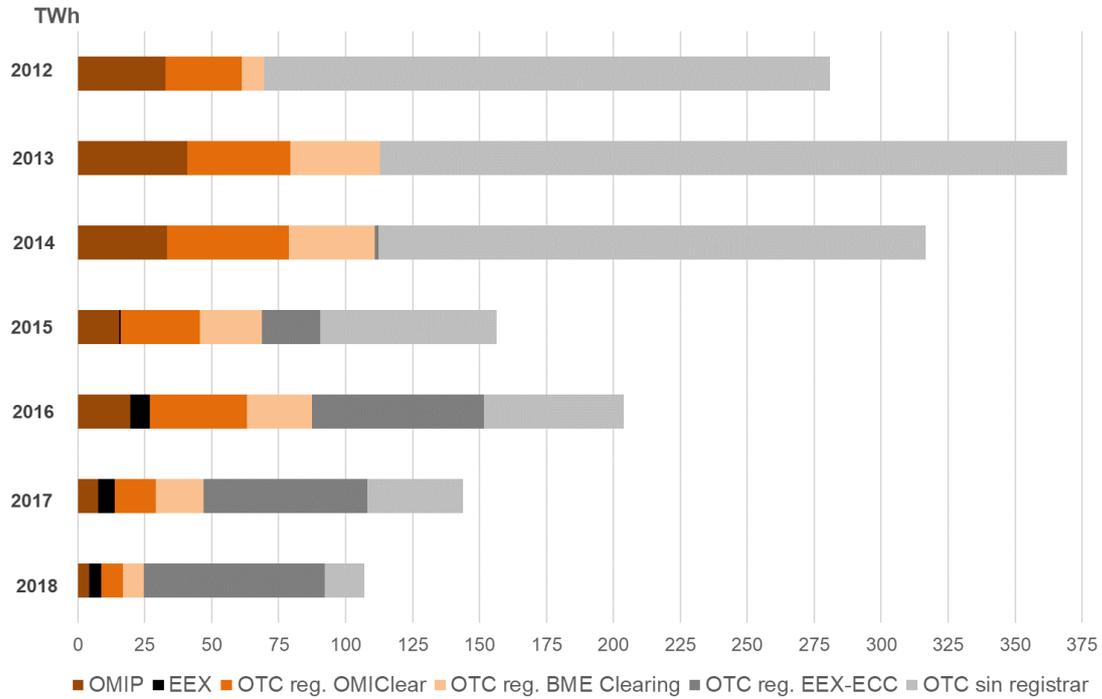
\*Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

\*\*En el mes de septiembre, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación (CCPs) es superior a la estimación del volumen negociado en OTC debido a que el volumen registrado incorporaría transacciones bilaterales negociadas directamente entre las contrapartes y no a través del mercado OTC, por lo que no se contabilizan en el volumen de dicho mercado si no han sido comunicadas a la CNMC. Debe tenerse en cuenta que dichas operaciones bilaterales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren. Esto mismo ocurriría con las transacciones privadas y confidenciales (P&C), que no hubieran sido remitidas a la CNMC, aunque las mismas podrían estar siendo objeto de registro en las CCPs por sus contrapartes.

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 30 de septiembre de 2018, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, enOMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

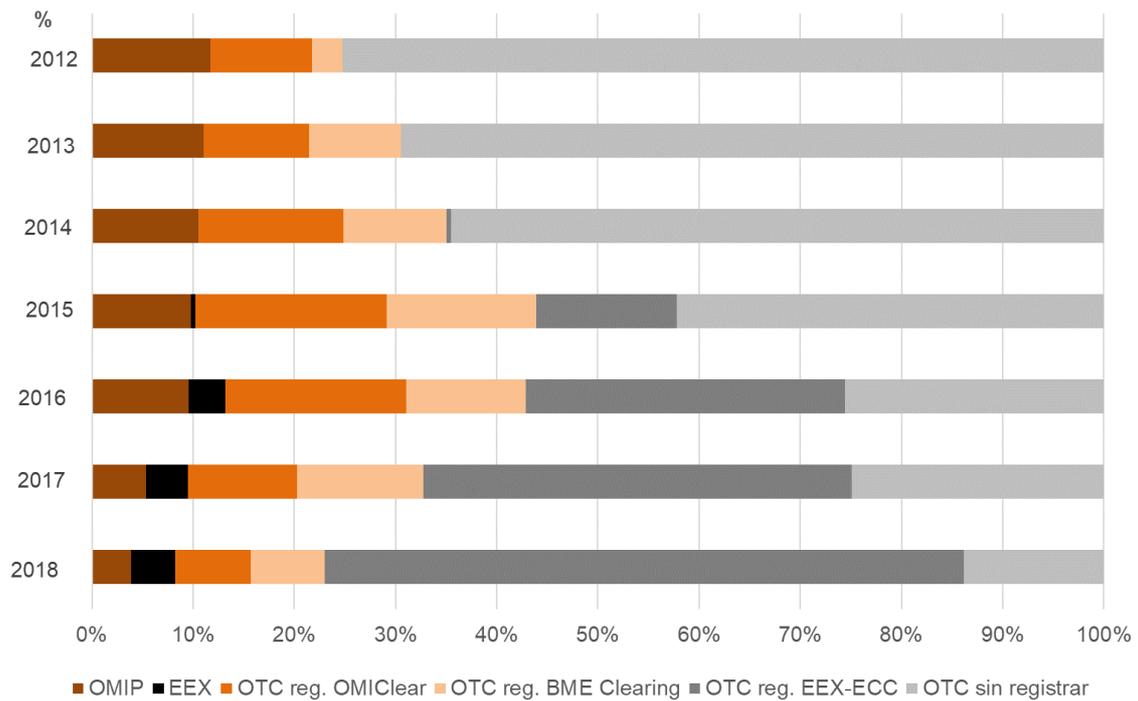
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2012 a septiembre de 2018**



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. Entre enero y septiembre de 2018, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 83,3 TWh, lo que representa el 84,9% del volumen total negociado en el mercado OTC (98,1 TWh).

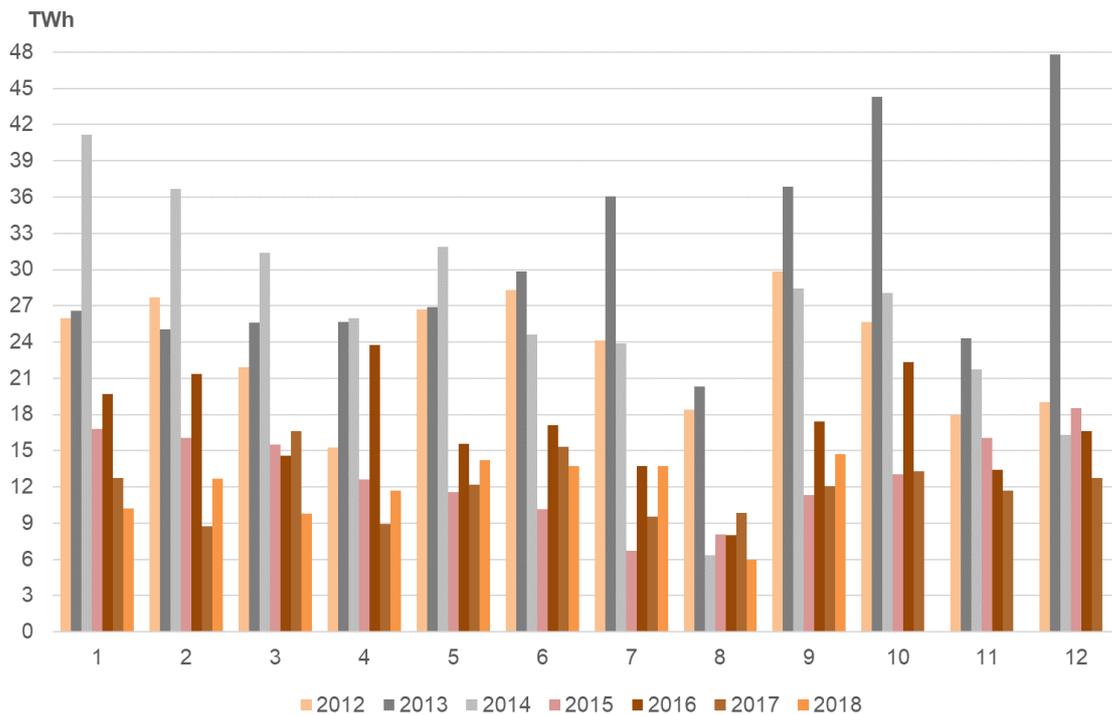
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2012 a septiembre 2018**



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 septiembre de 2018. En el mes de septiembre de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,7 TWh, un 21,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (12,1 TWh en septiembre de 2017).

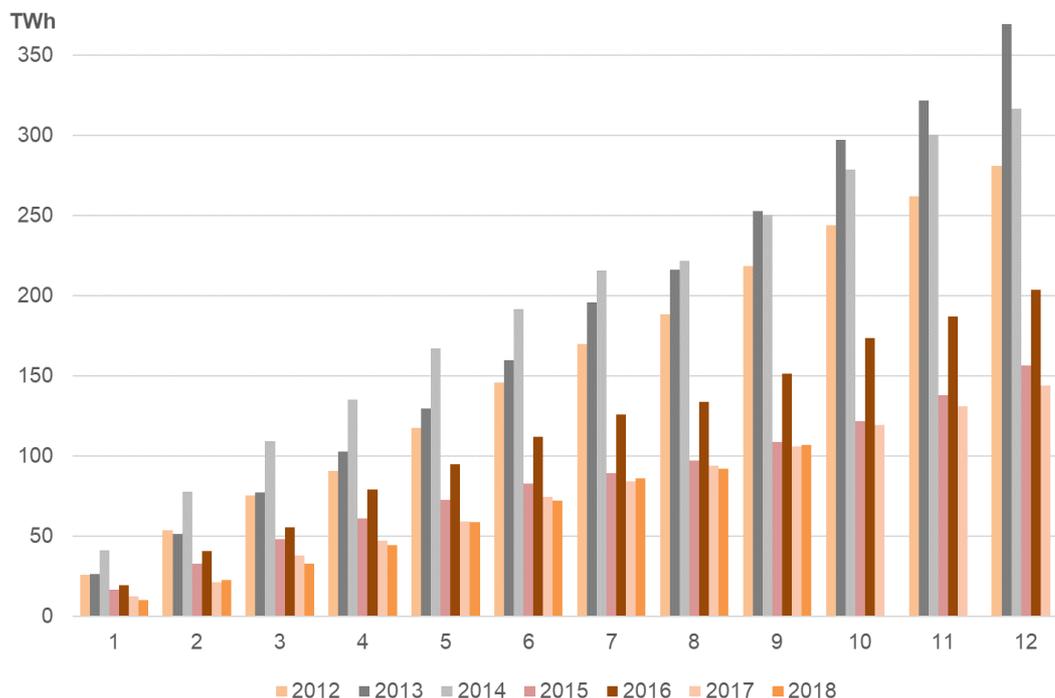
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a septiembre de 2018**



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 septiembre de 2018 el volumen acumulado de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en 106,9 TWh, un 0,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo periodo del año anterior (106,1 TWh).

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a septiembre 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 agosto y septiembre 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 septiembre de 2016 y septiembre 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 septiembre 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 96,8% (14,3 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue inferior (94,2%; 5,7 TWh)<sup>12</sup>.

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 3,2% (0,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (5,8%; 0,3 TWh)<sup>13</sup>. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en septiembre a 648 MW (2,2% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.856 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en septiembre fue el contrato con liquidación diaria con el 63,2% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,5 TWh)<sup>14</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 26,1% (0,1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En septiembre de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 71,5% (10,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (14,3 TWh)<sup>15</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación trimestral, con el 19,4% (2,8 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 septiembre ascendió a 7,5 TWh (73,8% 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 0,1 TWh (1,5% de los contratos anuales negociados). En septiembre de 2018 se negociaron contratos con mayor horizonte de inicio de liquidación. En particular, el volumen total negociado para el Cal+4, el Cal+5 y el Cal+6 fue de 0,93 TWh (9,1%, de los contratos anuales negociados).

---

<sup>12</sup> En septiembre de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 89,8% (9,2 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

<sup>13</sup> En septiembre 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 10,2% (1 TWh).

<sup>14</sup> En el mes de agosto de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (65,4%; 0,2 TWh).

<sup>15</sup> En el mes de agosto de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (53,5%; 3 TWh).

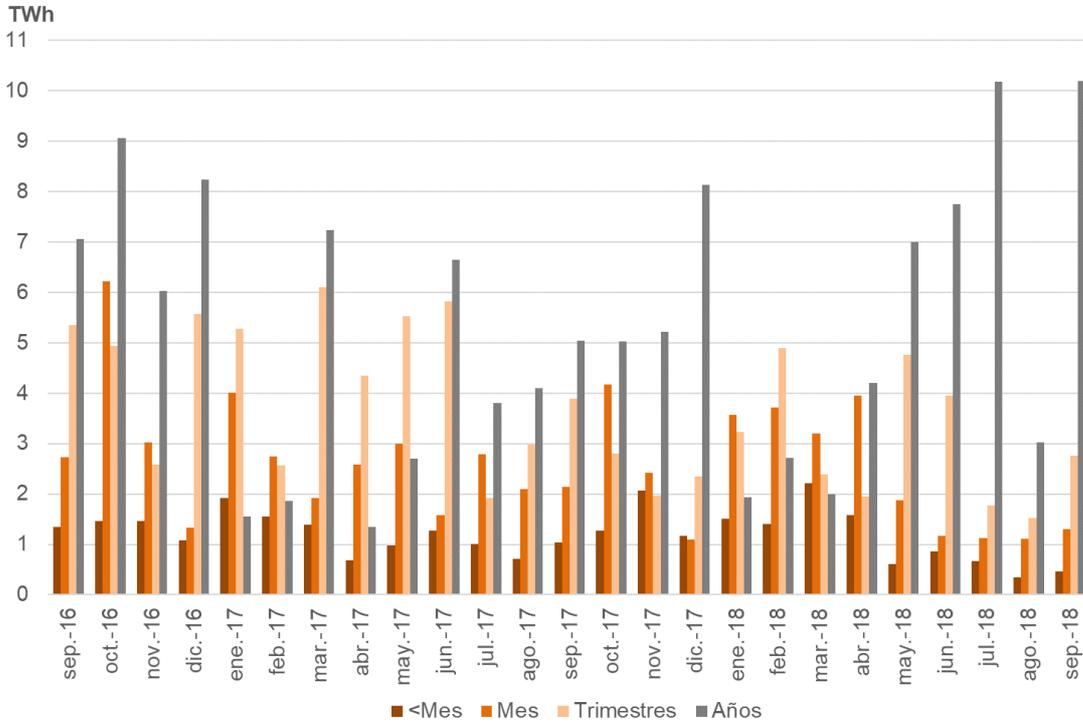
En 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

**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 septiembre-18	Mes anterior agosto-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	295	226	30,4%	4.875	50,5%	7.494	49,7%
Fin de semana	50	1	4080,0%	1.031	10,7%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	122	118	2,8%	3.742	38,8%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>467</b>	<b>346</b>	<b>35,0%</b>	<b>9.650</b>	<b>9,0%</b>	<b>15.084</b>	<b>10,5%</b>
Mensual	1.299	1.105	17,5%	21.009	21,6%	30.541	23,7%
Trimestral	2.761	1.527	80,8%	27.241	28,0%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	10.193	3.025	237,0%	48.983	50,4%	52.657	40,9%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>14.254</b>	<b>5.658</b>	<b>151,9%</b>	<b>97.233</b>	<b>91,0%</b>	<b>128.745</b>	<b>89,5%</b>
<b>Total</b>	<b>14.720</b>	<b>6.003</b>	<b>145,2%</b>	<b>106.883</b>	<b>100%</b>	<b>143.829</b>	<b>100%</b>

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

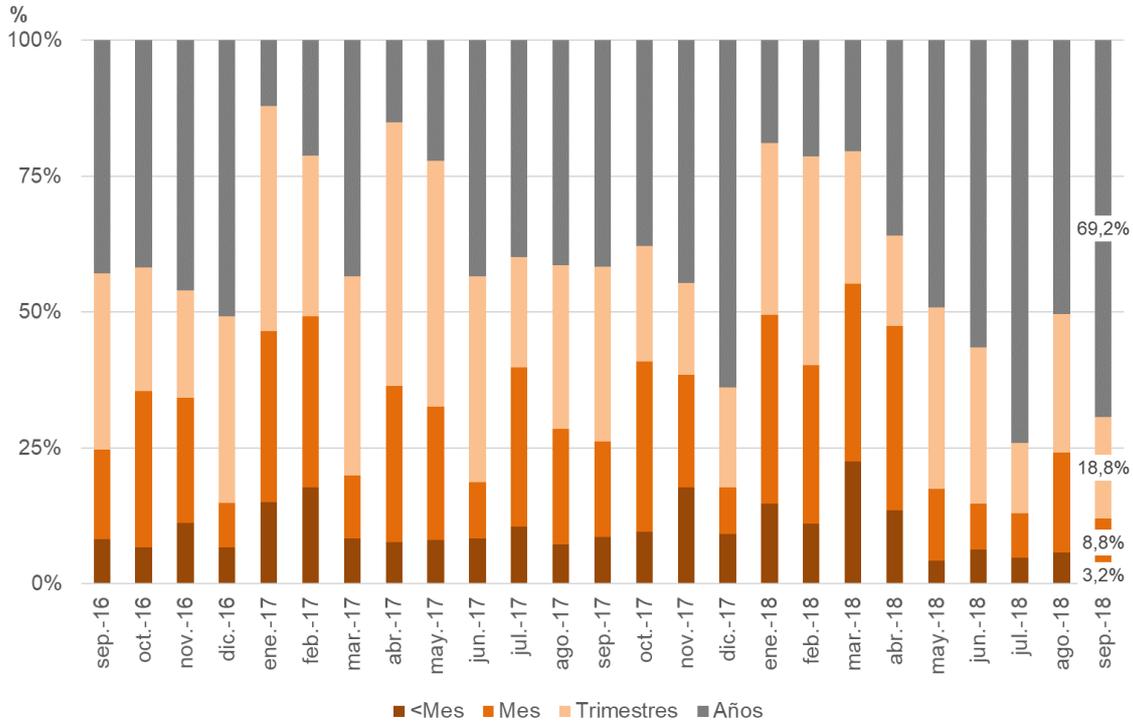
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre de 2018**



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 %) Período: septiembre 2016 a septiembre 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.

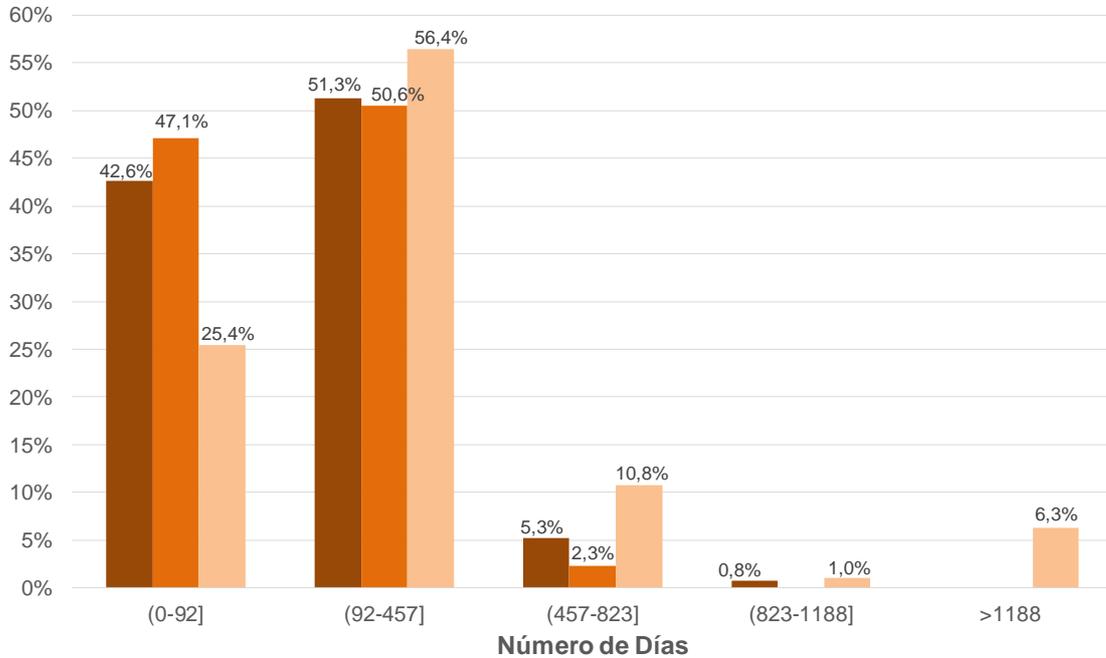
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

### 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 septiembre de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en 2019, con el 56,4% del total negociado en el mes de septiembre; y en contratos que se liquidan en el cuarto trimestre de 2018 (el contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre de 2018 y los contratos mensuales con liquidación en octubre, noviembre y diciembre de 2018), con el 25,4% del total negociado (véase Gráfico 11).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en septiembre de 2018, ascendió a 1,6 TWh (el 10,8% del volumen total negociado), el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,1 TWh (1% 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 0,02 TWh, 0,5 TWh y 0,5 TWh, respectivamente, por lo que la negociación de dichos contratos representó el 6,3% del volumen total negociado en el mes de septiembre de 2018

**Gráfico 11. Volumen negociado en septiembre (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 30 de septiembre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2018<sup>16</sup> se situó en torno a 9.968 GWh, un 3,9% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2018 (9.593 GWh), y un 35,2% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2017 (15.377 GWh).

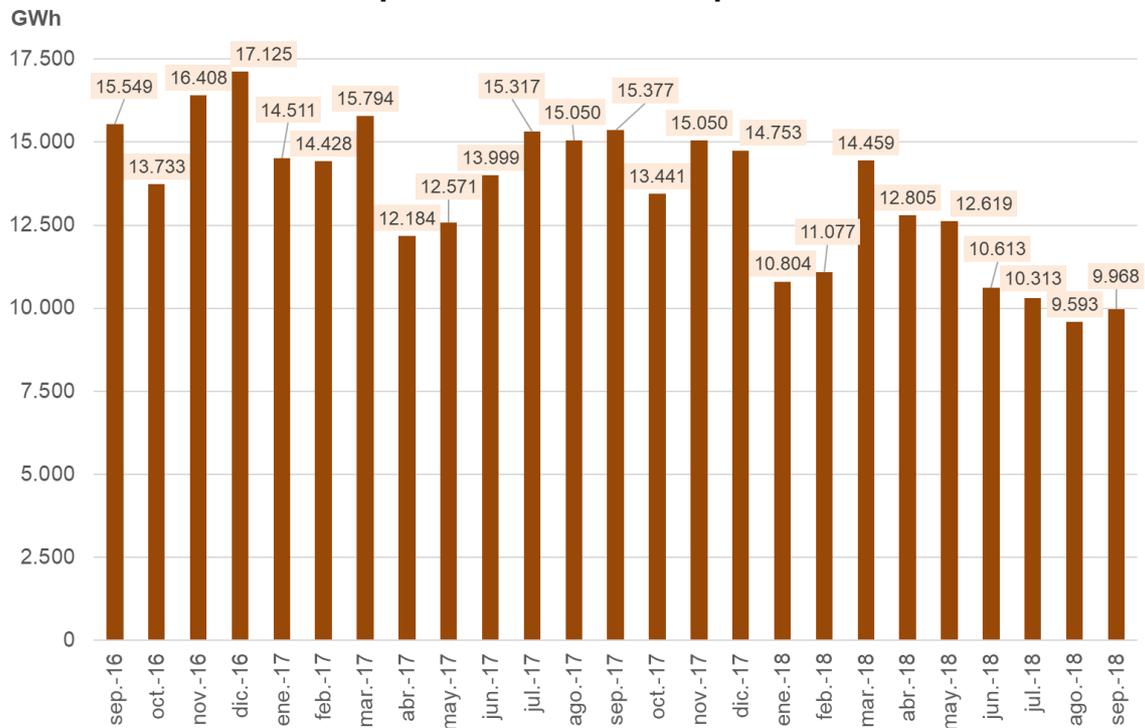
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en septiembre de 2018, el 95,3% (9.501 GWh) correspondió a

<sup>16</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2018: mensual sep-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 septiembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual sep-18, trimestral Q3-18 y anual 2018), mientras que el 4,7% restante (467 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 septiembre de 2018 (9.968 GWh) representó el 48% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.776 GWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre 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 liquidación<sup>17</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en septiembre de 2018 (sep-18, Q3-18 y anual 2018) se situó en 13.196 MW, un 6,2% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de agosto de 2018 (12.429 MW) y un 33,7% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de septiembre de 2017 (19.912 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en

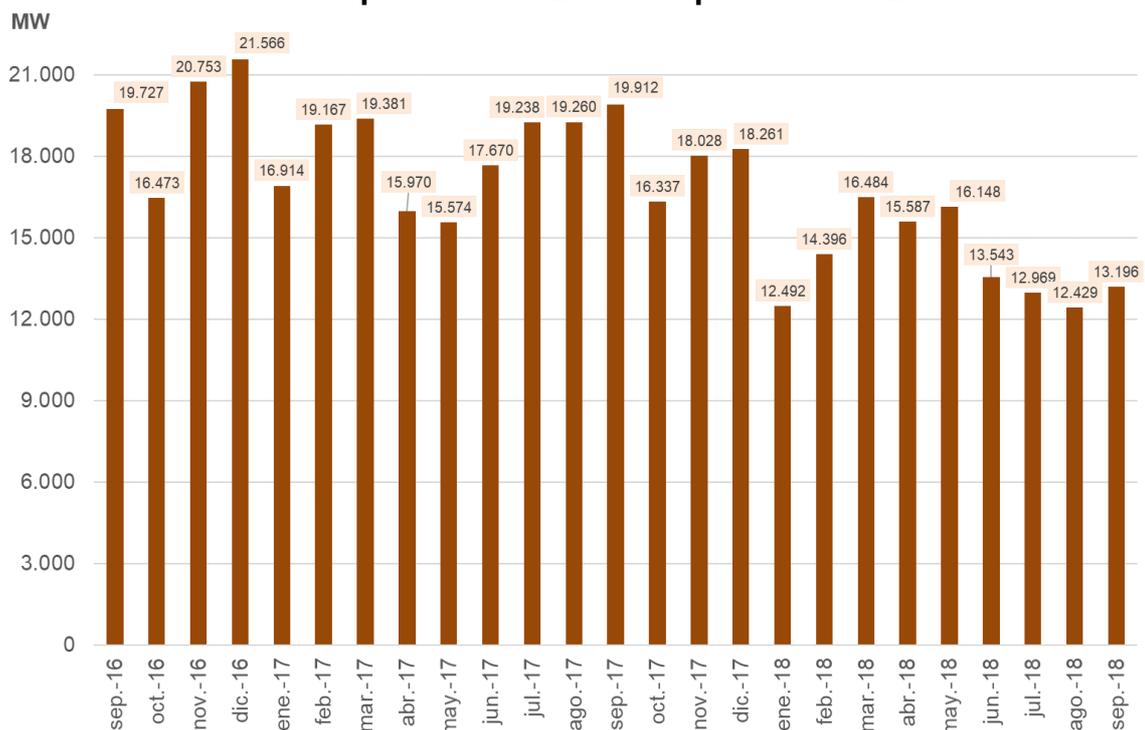
<sup>17</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

todos los días de septiembre de 2018 (13.196 MW) representó el 45,7% de la demanda horaria media de dicho mes (28.856 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de septiembre de 2018<sup>18</sup> (13.196 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 9.685 MW (77,2% del volumen total). El 20% (2.633 MW) de dicho volumen total se registró en OMIClear<sup>19</sup> (véase Gráfico 14), el 12% (1.578 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 45,3% (5.979 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: septiembre de 2016 a septiembre 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.

<sup>18</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

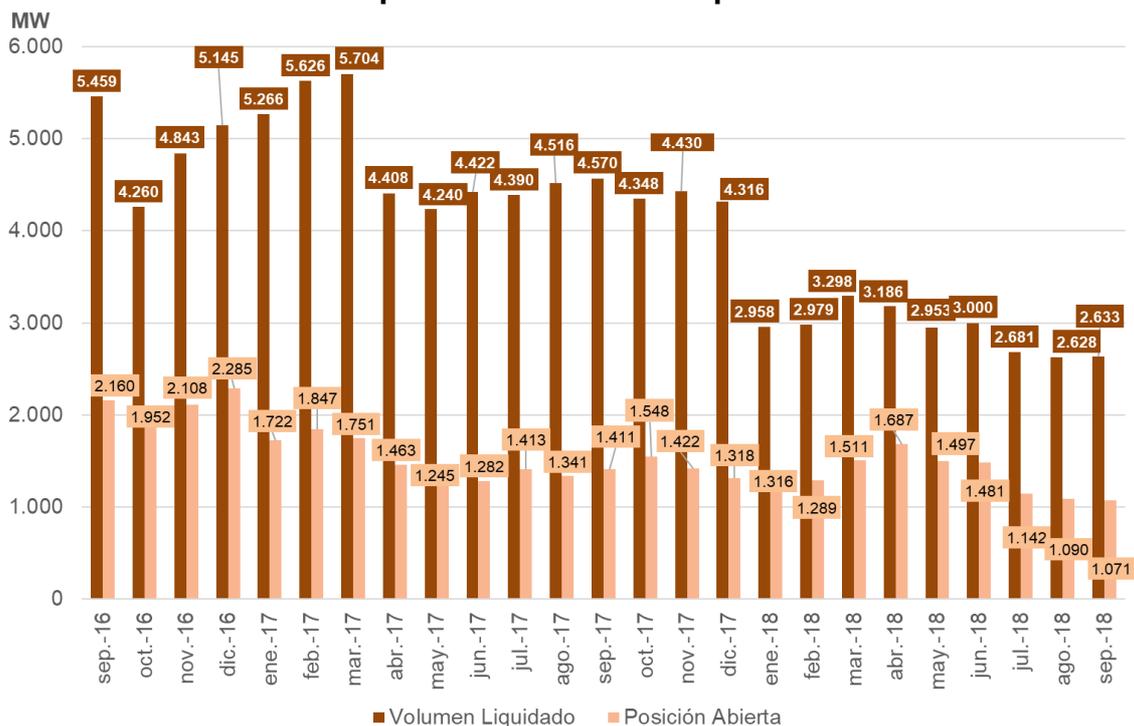
<sup>19</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

### 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 2.633 MW con liquidación en septiembre de 2018 que se registraron en OMIClear, el 59,3% (1.562 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 40,7% restante (1.071 MW) quedaron abiertas<sup>20</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 59,3% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>21</sup> (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en septiembre 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 abierta<sup>22</sup> (MW)\***  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre de 2018**



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

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

<sup>20</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

<sup>21</sup> Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

<sup>22</sup> 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 Clearing<sup>23</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

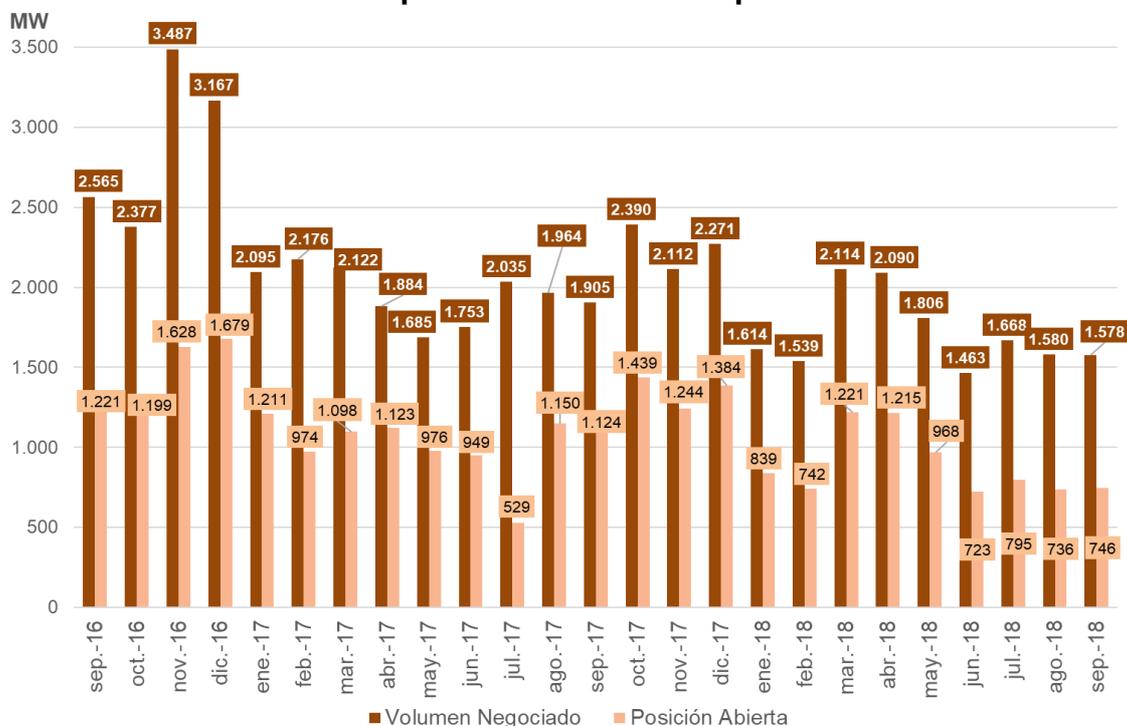
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en septiembre de 2018 (13.196 MW), el 12% (1.578 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 52,7% (832 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 47,3% restante (746 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.

<sup>23</sup> 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 abierta<sup>24</sup> (MW)\***  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre de 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-ECC<sup>25</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

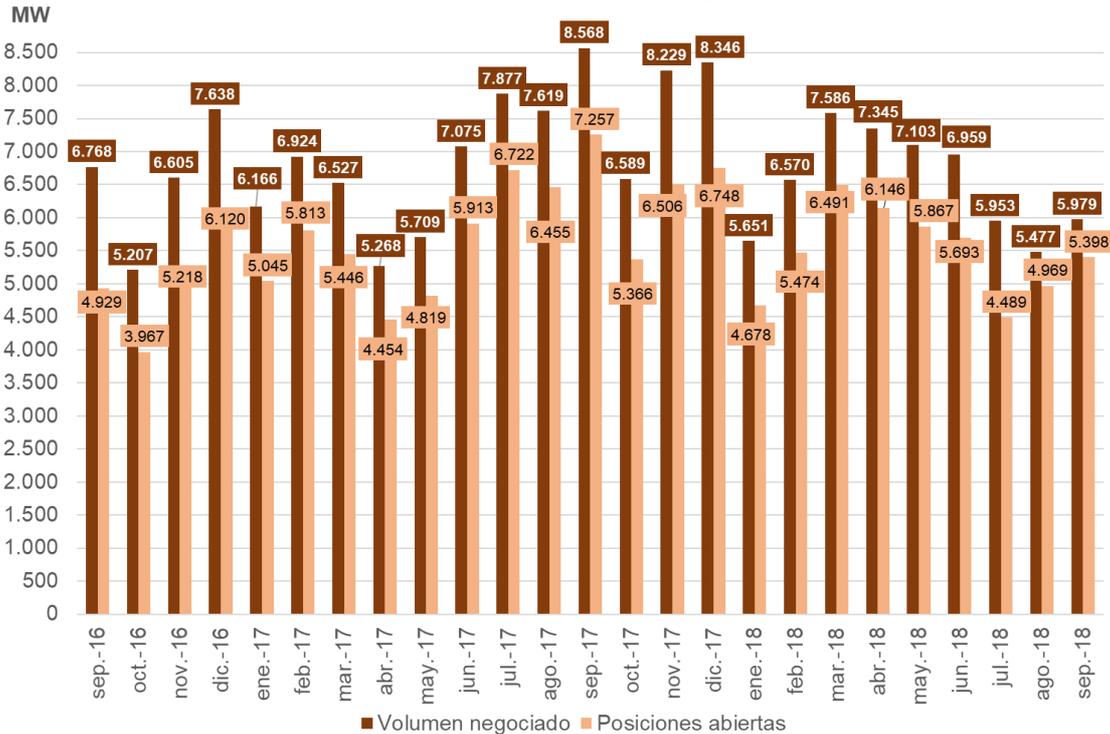
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en septiembre de 2018 (13.196 MW), el 45,3% (5.979 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 9,7% (581 MW) se cerraron durante el periodo

<sup>24</sup> 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.

<sup>25</sup> Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

de negociación de los contratos, mientras que el 90,3% restante (5.398 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 abierta<sup>26</sup> (MW)\***  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre 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.

<sup>26</sup> 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 EEX<sup>27</sup>– 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.

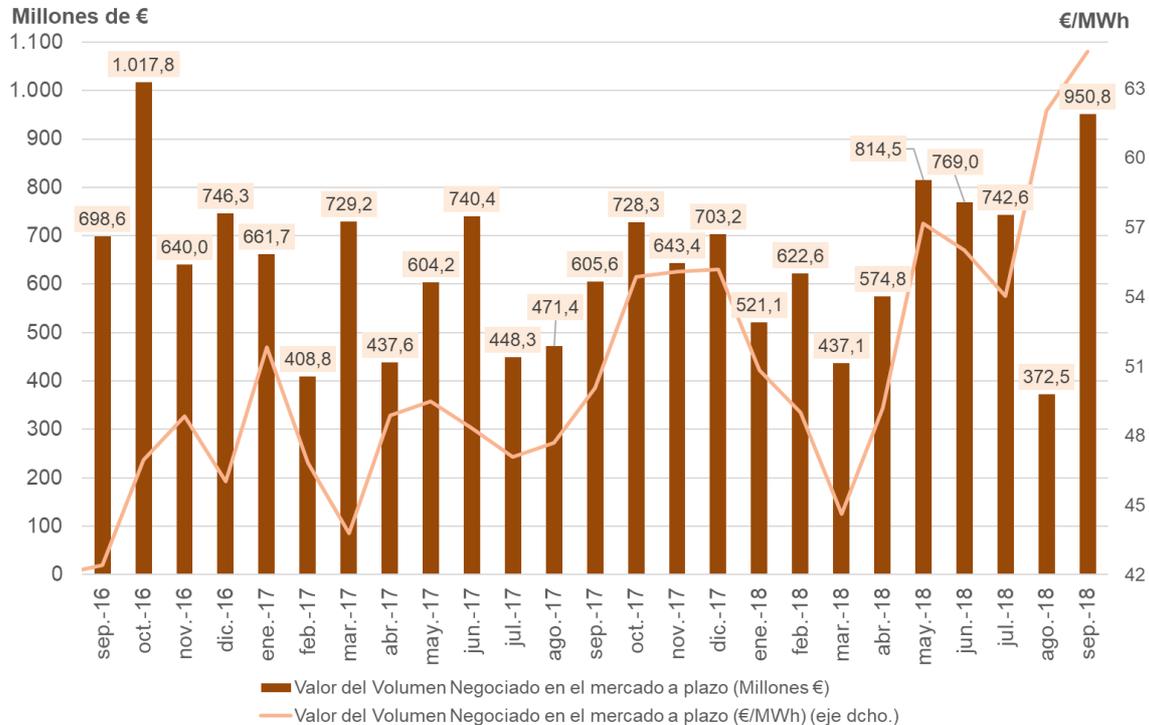
#### **3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX**

El valor económico del volumen negociado en septiembre de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (14,7 TWh) fue de 950,8 millones de euros, superior en un 155,3% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (372,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en septiembre de 2018, en dichos mercados, fue 64,59 €/MWh, un 4,1% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (62,05 €/MWh) (véase Gráfico 17).

---

<sup>27</sup> 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: septiembre de 2016 a septiembre 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 30 de septiembre de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en septiembre de 2018<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2018: mensual sep-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 septiembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(9.968 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 78,5 millones de €<sup>29</sup>; superior en un 4,9% (74,8 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en agosto de 2018 negociados en dichos mercados (9.593 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en septiembre de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 54,09 €/MWh, inferior en 7,79 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 30 de septiembre de 2018 (61,88 €/MWh)<sup>30</sup>. 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 septiembre de 2018 (mensual sep-18, trimestral Q3-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 53,23 €/MWh, inferior en 8,17 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de septiembre de 2018 (61,40 €/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 74,67 €/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 septiembre de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 71,59 €/MWh, inferior en 0,10 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de septiembre (71,69 €/MWh).

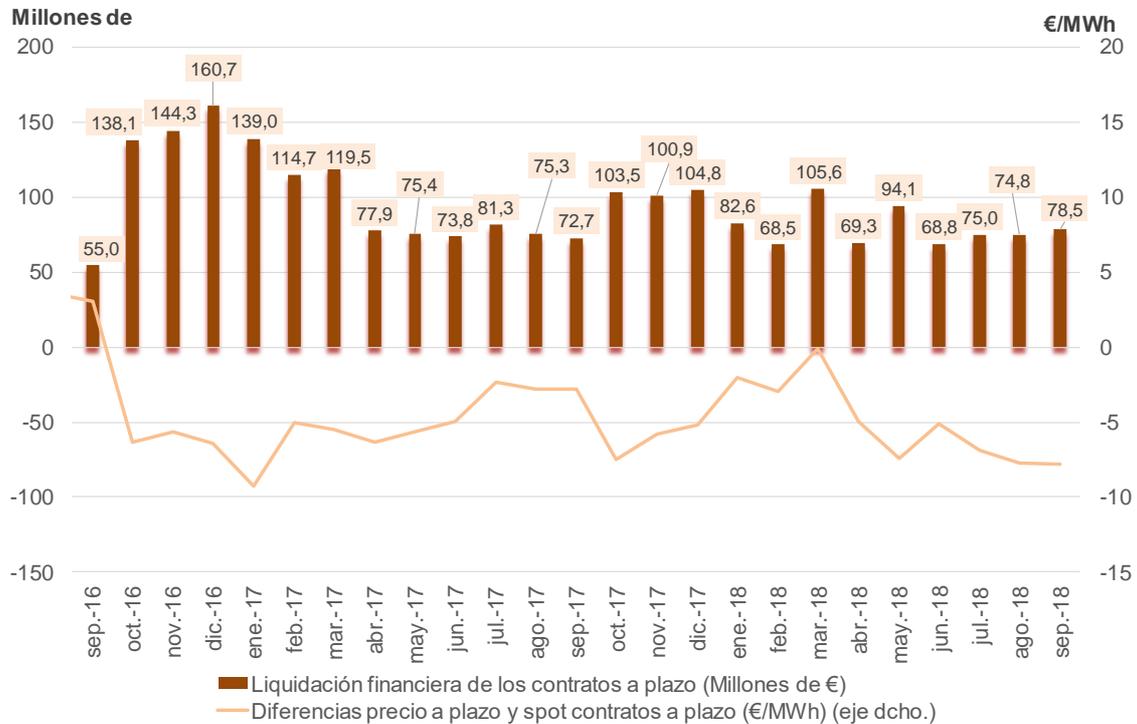
El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). 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).

---

<sup>29</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

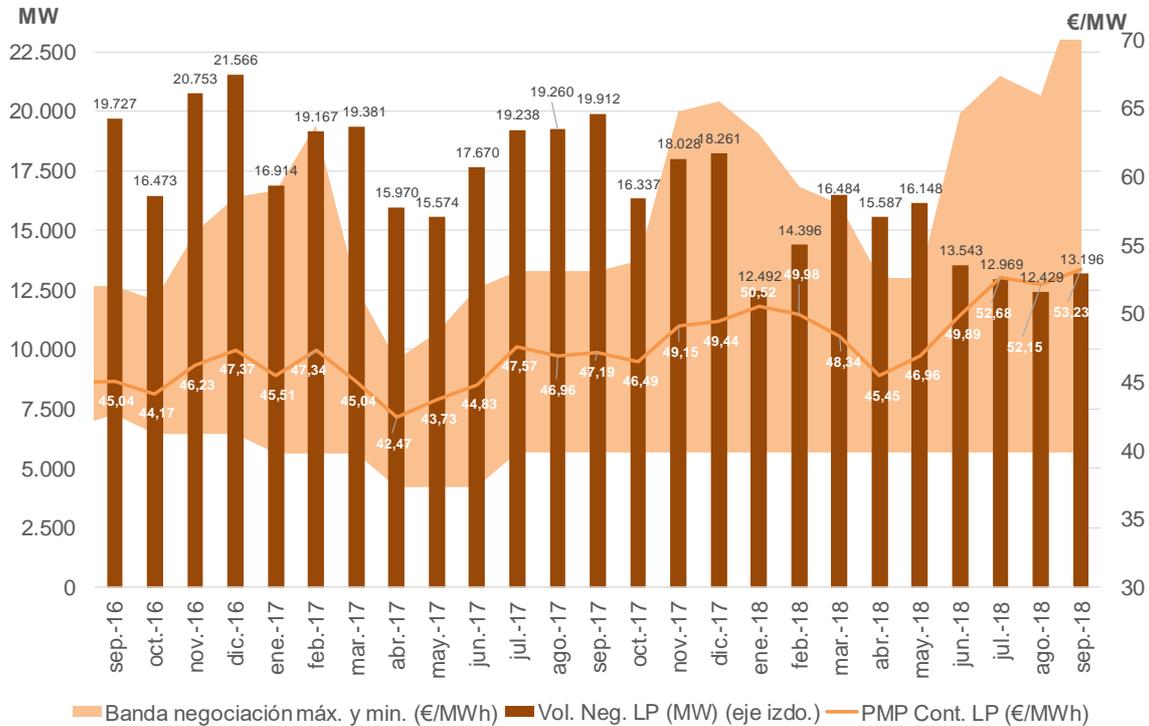
<sup>30</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de septiembre provienen de contratos Q3-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del tercer trimestre de 2018 y anual 2018 hasta el 30 de septiembre de 2018.

**Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de septiembre de 2018**  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre 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: septiembre de 2016 a septiembre 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 CO<sub>2</sub> 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, a cierre del mes de septiembre de 2018 (28 de septiembre), diferentes comportamientos en las cotizaciones de los contratos sobre electricidad en los mercados español, alemán y francés. Así, en el mercado español descendieron todas las cotizaciones de los contratos considerados. En el caso del mercado alemán, sólo el contrato mensual con liquidación en octubre contabilizó una tendencia bajista, del mismo modo que los contratos mensuales con vencimiento en octubre y noviembre del mercado francés. El resto de contratos analizados, con subyacente alemán y francés, registraron un comportamiento alcista.

En este contexto de precios, es destacable que las cotizaciones a plazo de los contratos con subyacente francés y liquidación en noviembre (contrato mensual nov.-18), en el cuarto trimestre de 2018 (Q4-18) y en el primer trimestre de 2019 (Q1-19) se situaron por encima de la referencia de precio de los contratos equivalentes en el mercado español. Así, la cotización del contrato con liquidación en noviembre y subyacente francés se situó en 78,85 €/MWh, frente a los 72,35 €/MWh del contrato equivalente español. En el caso del contrato trimestral Q4-18 y subyacente francés, la cotización se situó en 76,87 €/MWh frente a 72,15 €/MWh del contrato del mercado español. Por su parte, el precio de referencia del contrato con vencimiento en Q1-19 y subyacente francés cerró el mes de septiembre en 74,03 €/MWh, frente a 65,50 €/MWh del contrato con subyacente español.

La cotización del resto de los contratos a plazo sobre electricidad y subyacente el precio español se situaron en niveles superiores a las registradas en los mercados alemán y francés.

Respecto al mes anterior, es destacable el descenso registrado en la cotización del contrato con liquidación en octubre de 2018 en los mercados español, alemán y francés (decremento del 7,0%, del 7,7 % y del 6,9% respectivamente). En cuanto a las cotizaciones al alza, los mayores aumentos se registraron en el contrato anual con entrega en 2019 y subyacente alemán (+5,9%), y en el contrato trimestral Q2-19 con subyacente francés (+5,7%).

La cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019, a cierre del mes de septiembre, se situó en el mercado español (59,95 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (53,96 €/MWh) y en Francia (59,22 €/MWh), pero con un significativo descenso en el diferencial de precio entre el contrato español y sus equivalentes alemán (-4,81 €/MWh) y francés (-4,89 €/MWh).

Durante el mes de septiembre, mientras que descendió el precio medio del mercado diario alemán (-2,4%), el precio equivalente en los mercados español y francés aumentó (un 10,8% y 6,1%, respectivamente).

#### **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)		
	septiembre-18	agosto-18	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-18	agosto-18	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-18	agosto-18	% Variación sep. vs. ago.
oct.-18	69,50	74,70	-7,0%	55,96	60,61	-7,7%	68,33	73,36	-6,9%
nov.-18	72,35	73,74	-1,9%	63,63	63,08	0,9%	78,85	79,50	-0,8%
Q4-18	72,15 (*)	74,00	-2,5%	60,48 (**)	59,45	1,7%	76,87 (**)	75,00	2,5%
Q1-19	65,50	69,00	-5,1%	61,08	58,16	5,0%	74,03	70,42	5,1%
Q2-19	53,75	55,40	-3,0%	48,76	46,19	5,6%	48,24	45,65	5,7%
YR-19	59,95	61,75	-2,9%	53,96	50,95	5,9%	59,22	56,13	5,5%

(\*) Cotizaciones a 27/09/2018

(\*\*) Cotizaciones a 26/09/2018

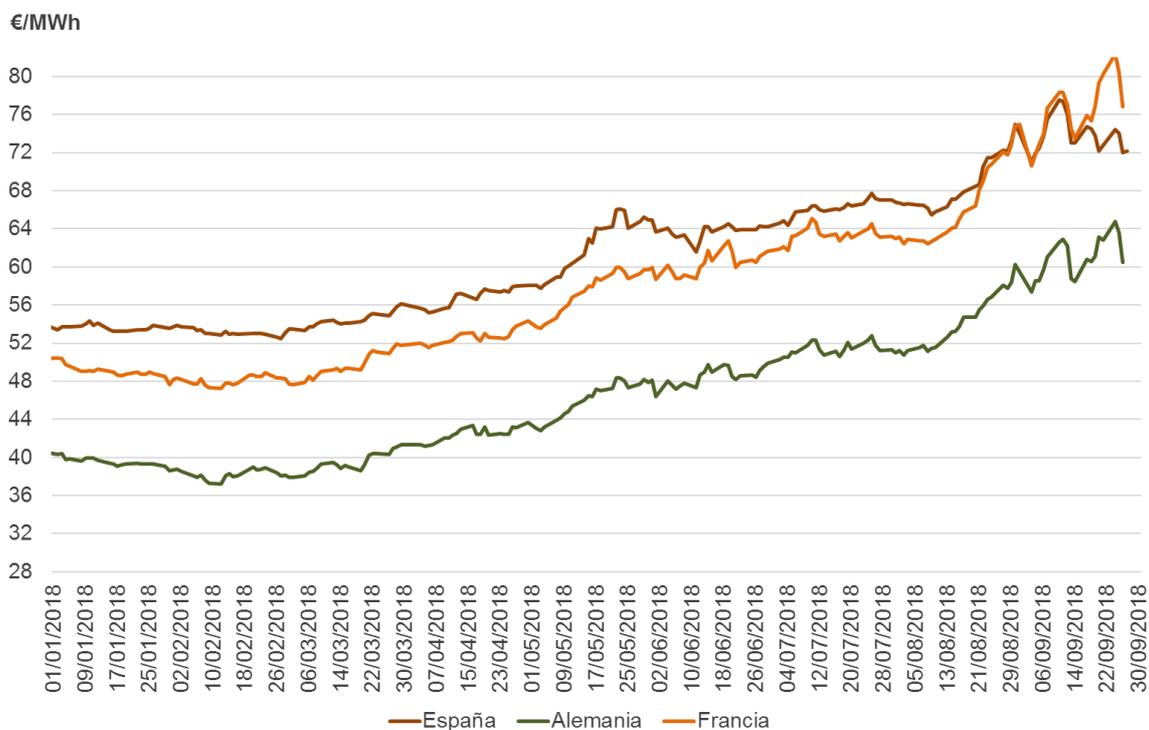
Nota: Cotizaciones de agosto a 31/08/2018 y cotizaciones de septiembre a 28/09/2018

\*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 entonces<sup>31</sup>. 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.

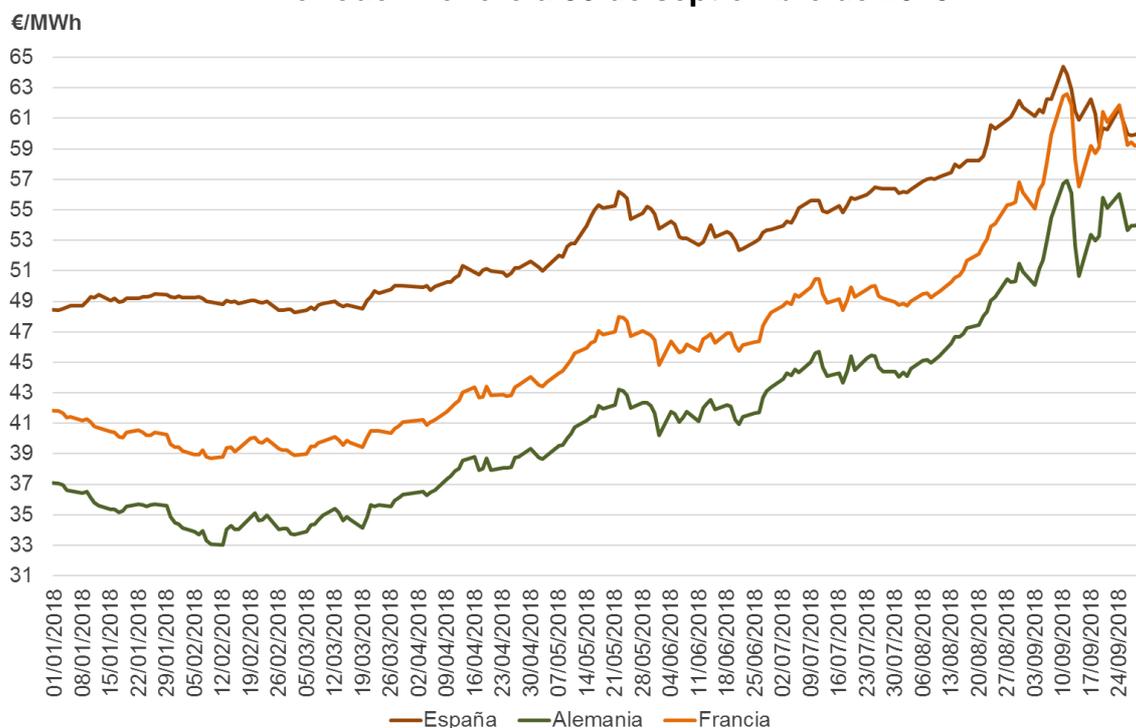
<sup>31</sup> En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-18 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 enero a 30 de septiembre 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 a 30 de septiembre de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

En el mes de septiembre, el precio medio del mercado diario se situó en España en 71,27 €/MWh (+10,8%), en Alemania en 54,83 €/MWh, y en Francia en 61,97 €/MWh.

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

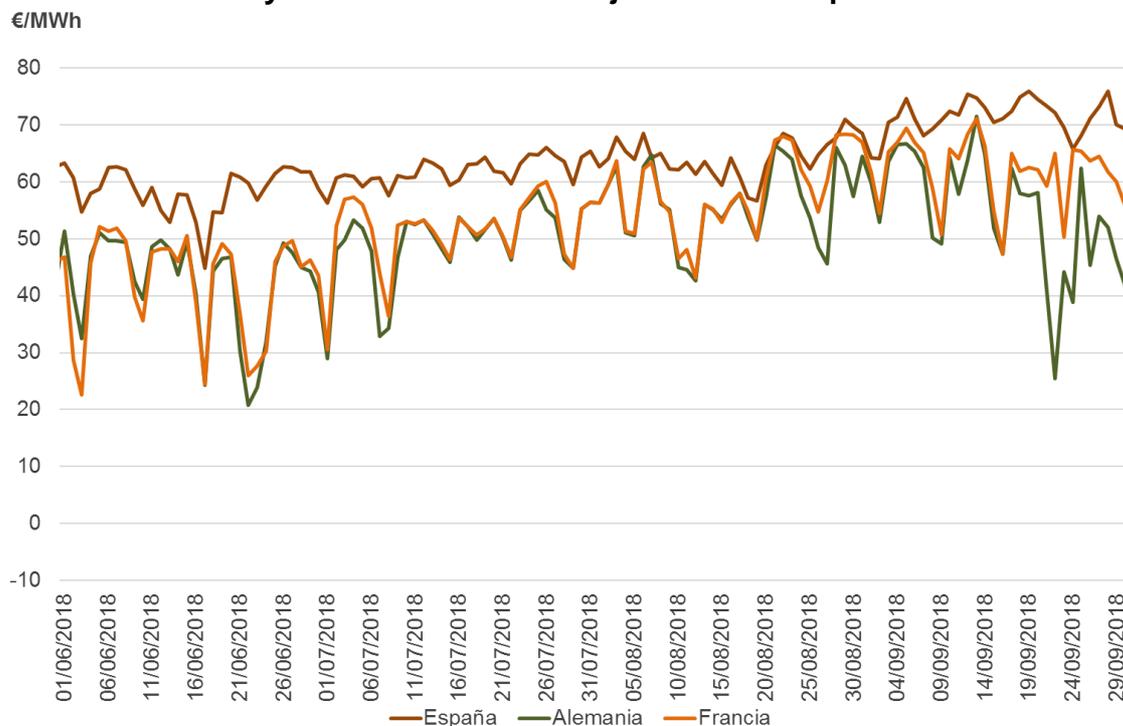
Precios medios	septiembre-18	agosto-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	71,27	64,33	10,8%
Alemania	54,83	56,19	-2,4%
Francia	61,97	58,40	6,1%

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

En el Gráfico 22 se observa que, en el periodo junio-septiembre de 2018, 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.

En el mes de septiembre de 2018, el precio medio diario más bajo se contabilizó el día 22 en el mercado alemán (25,41 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 19 en el mercado español (70,99 €/MWh).

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de junio a 30 de septiembre 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 OMIClear<sup>32</sup> y en EEX-ECC<sup>33</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en septiembre de 2018 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria<sup>34</sup>,

<sup>32</sup> Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

<sup>33</sup> 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 septiembre de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (226.794 GWh en Alemania y 36.383 GWh en Francia), fueron 15,4 y 2,5 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (14.720 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

<sup>34</sup> 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

registrados en ambas cámaras, ascendió a 226.794 GWh (un 54,6% superior al volumen negociado en el mes anterior, 146.726 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 36.383 GWh (un 57,4 % superior al volumen negociado el mes anterior, 23.108 GWh).

En 2017 del volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria, 1.793.826 GWh fueron registrados en OMIClear y en EEX-ECC. 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.

---

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: septiembre de 2016 a septiembre de 2018**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
ago-18	146.726	23.108
sep-18	226.794	36.383

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 mensuales<sup>35</sup> con liquidación en los meses de septiembre de 2016 a septiembre de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de septiembre de 2018, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor negativo (-2,67 €/MWh), al contrario que en los mercados alemán y francés (+4,50 €/MWh y +1,91 €/MWh respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en septiembre de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 69,50 €/MWh y 25,79 €/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 71,27 €/MWh) ascendieron a -1,77 €/MWh y a -45,48 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2018 ascendieron a 60,77 €/MWh y a 33,78 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 54,83 €/MWh) se situaron en 5,94 €/MWh y -21,05 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en septiembre de 2018 ascendieron a 65,94 €/MWh y a 35,28 €/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 61,97 €/MWh), se situaron en 3,97 €/MWh y -26,69 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta septiembre de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,20 €/MWh, +1,20 y +1,93 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

---

<sup>35</sup> 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 sep-16 a sep-18, 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 liquidación (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot alemán (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de liquidación (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)	Cotizaciones carga base con subyacente precio spot francés (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de liquidación (€/MWh)	Prima de riesgo ex post (€/MWh)
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
ago-18	63,50	64,33	-0,83	51,10	56,19	-5,09	51,59	58,40	-6,81
sep-18	68,60	71,27	-2,67	59,33	54,83	4,50	63,88	61,97	1,91

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 CO<sub>2</sub>

En el mes de septiembre, mientras que la cotización de los contratos spot de gas natural (referencia MIBGAS y TRS) y del contrato a un mes vista sobre gas con subyacente español mostraban un comportamiento descendente, aumentaba el precio de referencia (spot y a plazo) del resto de contratos considerados sobre combustibles, así como la cotización a plazo de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

A cierre de mes, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses ascendieron, respecto a los del mes anterior, un 8,0%, un 6,8% y un 5,5%, respectivamente. Así, el precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 83,65 \$/Bbl, 82,72 \$/Bbl y 79,06 \$/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, Q1-19 y en el Q2-19 aumentaron un 5,3%, un 5,8%, un 3,9% y un 7,3% respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q4-18, Q1-19 y Q2-19, se situaron al cierre de mes en 24,54 €/MWh, 25,92 €/MWh, 26,34 €/MWh y 21,79 €/MWh, respectivamente.

Por el contrario, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS<sup>36</sup>) disminuyó un 2,1%, situándose en 28,14 €/MWh al cierre de mes (28 de septiembre), ligeramente superior al precio del contrato spot de gas natural en Francia (TRS), que se situó en 27,73 €/MWh (-3,1%). El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 1,0%, situándose al cierre de mes en 28,80 €/MWh<sup>37</sup>.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en octubre de 2018, en el cuarto trimestre de 2018 y en el año 2019 mostraron asimismo una tendencia ascendente. En particular, los precios de estos contratos aumentaron un 2,4%, 3,8% y un 7,7% respectivamente, hasta situarse en 100,71 \$/t, 101,01 \$/t y 97,67 \$/t, respectivamente.

Por último, respecto al mes de agosto, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> también aumentó, hasta situarse en 21,21 €/t CO<sub>2</sub> (+0,6%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2018, y en 21,81 €/t CO<sub>2</sub> (+2,2%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019.

---

<sup>36</sup> Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

<sup>37</sup> 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 CO<sub>2</sub>**

	Cotizaciones en Sep.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ago.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	28-sep-18	Mín.	Máx.	31-ago-18	Mín.	Máx.	Sep. vs Ago.
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	83,65	75,51	83,65	77,46	68,87	77,46	8,0%
Brent entrega a un mes	82,72	76,50	82,72	77,42	70,76	77,77	6,8%
Brent entrega a doce meses	79,06	73,56	79,06	74,96	70,18	75,38	5,5%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>NBP en £/MWh</b>							
Gas NBP Spot	24,54	23,96	26,91	23,31	19,71	23,89	5,3%
Gas NBP entrega Q4-18	25,92 (*)	25,01	27,75	24,50	21,16	24,88	5,8%
Gas NBP entrega Q1-19	26,34	25,82	28,43	25,35	22,02	25,74	3,9%
Gas NBP entrega Q2-19	21,79	20,71	22,90	20,31	17,94	20,61	7,3%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y TRS en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	28,14	27,82	30,84	28,75	24,06	28,99	-2,1%
PVB-ES a un mes	28,80	28,70	30,93	29,10	25,65	29,68	-1,0%
TRS Spot	27,73	26,88	30,25	28,60	25,10	28,85	-3,1%
<b>Carbón EEX ARA API2 \$/t</b>							
Carbón EEX ARA Oct-18	100,71	98,64	102,62	98,35	93,43	100,95	2,4%
Carbón EEX ARA Q4-18	101,01	97,63	102,50	97,35	90,70	99,40	3,8%
Carbón EEX ARA Cal-19	97,67	91,45	98,80	90,70	84,45	92,50	7,7%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA Dic-2018	21,21	18,90	25,23	21,09	17,40	21,30	0,6%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	21,81	19,25	25,57	21,35	17,63	21,57	2,2%

(\*) Cotizaciones a 27/09/2018

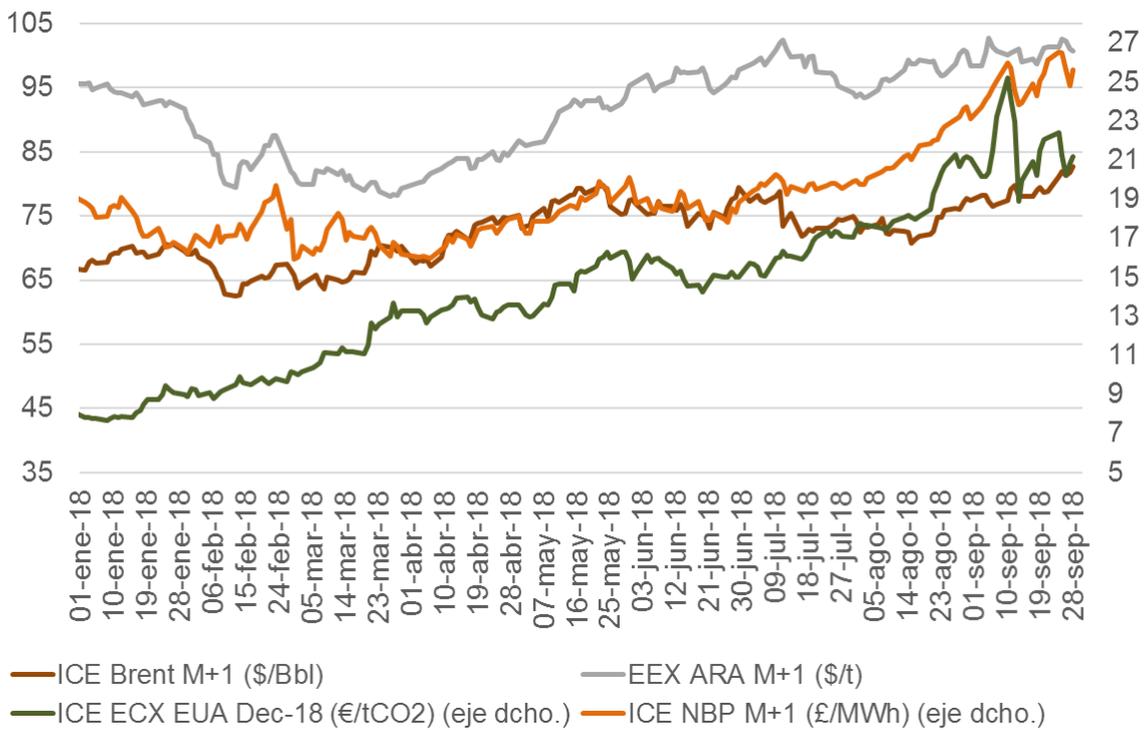
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de septiembre a 28/09/2018 y cotizaciones de agosto a 31/08/2018.

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

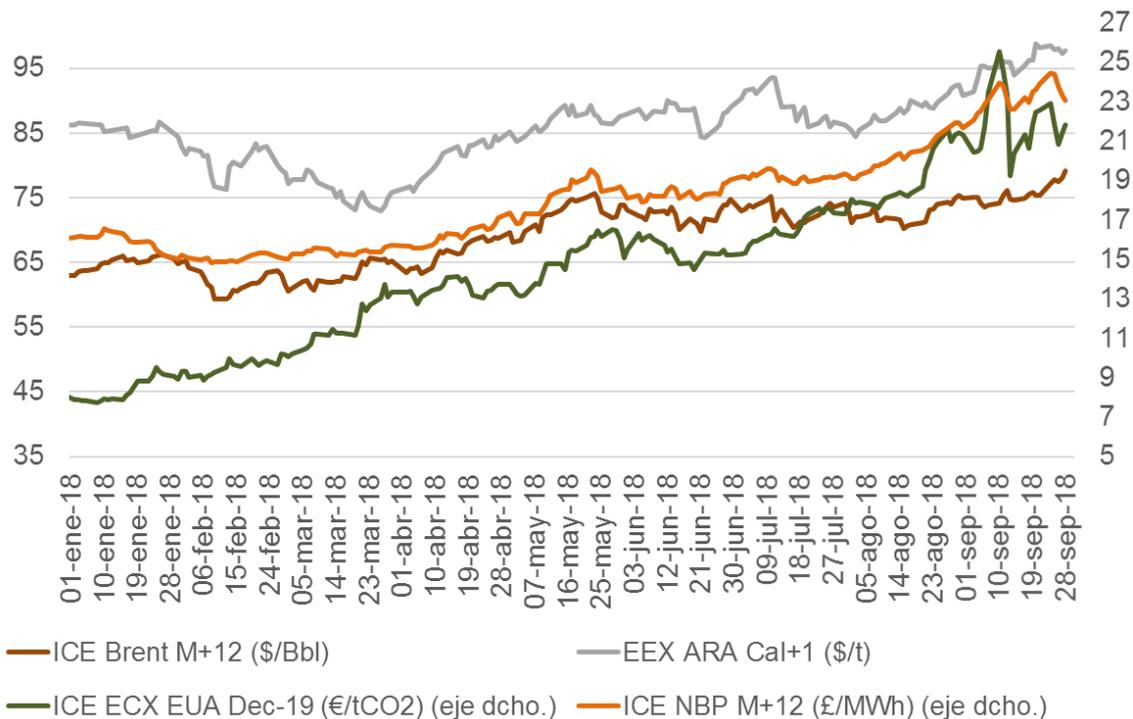
Las tendencias indicadas durante el mes de septiembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

**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 CO<sub>2</sub>. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de enero a 30 de septiembre 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 CO<sub>2</sub>. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 enero a 30 de septiembre de 2018**



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

Al cierre del mes de septiembre de 2018 (28 de septiembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,158 \$/€ frente a 1,165 \$/€ al final del mes anterior. Por su parte, se apreció el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro, situándose en torno a 0,887 £/€, frente a 0,897 £/€ al final del mes anterior.

El aumento del precio del crudo (referencia Brent) en el mes de septiembre respondería a la decisión de la OPEP de mantener (y no aumentar) la producción de crudo prevista, a lo que habría que añadir el contexto de reducción de las exportaciones de petróleo iraní, fruto del restablecimiento de las sanciones de EEUU a Irán.

Por su parte, el mantenimiento del elevado precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EUA Dic-2018 y EUA Dic-2109) durante el mes de septiembre, habría repercutido tanto en el precio del carbón como del gas natural.

Al cierre del mes de septiembre, la curva a plazo del Brent muestra una cierta tendencia descendente a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25). Por su parte, la curva a plazo del carbón EEX ARA se encontraría en

“backwardation<sup>38</sup>” desde el mes de noviembre de 2018, pasando de un máximo de 101,32 \$/t, en dicho mes, a un mínimo de 97,67 \$/t en septiembre de 2019.

Por el contrario, la curva forward del gas natural (NBP) muestra una tendencia ascendente entre octubre de 2018 y hasta febrero de 2019 (curva en “contango<sup>39</sup>”), descendiendo a partir de dicho mes y hasta el mes de junio, en el que alcanzaría un mínimo de en torno a 20,51 £/MWh, para volver a ascender durante los meses de julio a septiembre de 2019.

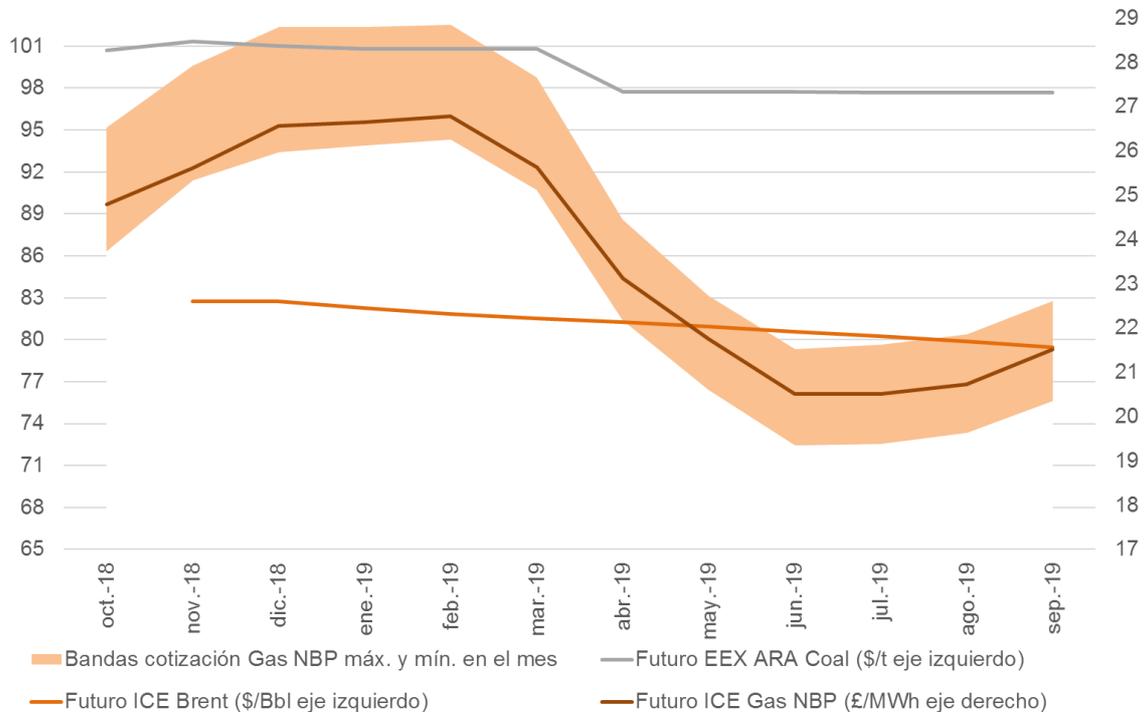
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de septiembre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio en 2,45 €/MWh.

---

<sup>38</sup> Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

<sup>39</sup> Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

**Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles, a 30 de septiembre de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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 en el mes de septiembre se produjo un importante incremento en el volumen negociado (respecto al mes anterior) que ascendió a 487.800 MWh (frente a 32.250 MWh negociados en agosto), repartido entre contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (75.000 MW y un precio medio ponderado de 30,23 €/MWh), contratos trimestrales con entrega a uno y dos trimestres vista (289.800 MWh negociados con entrega en Q+1 a un precio medio ponderado de 30,58 €/MWh y 13.500 MWh negociados con entrega en Q+2 a un precio medio ponderado de 29,95 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (109.500 MWh y un precio medio ponderado de 26,73 €/MWh).

Desde el inicio de la negociación en MIBGAS Derivatives, en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a cierre de mes de septiembre) se ha situado en 774.550 MWh. En el periodo abril-septiembre, se han negociado los contratos con entrega a dos meses vista (M+2), contratos con entrega a uno y dos trimestres vista (Q+1 y Q+2), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W) y en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, entre abril y septiembre, se ha concentrado en el contrato con entrega en el trimestre siguiente (42,2% del total negociado), seguido del contrato con entrega

en 2019 (38,2% del total negociado) y el contrato con entrega a dos meses vista (15,6%).

#### **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]**

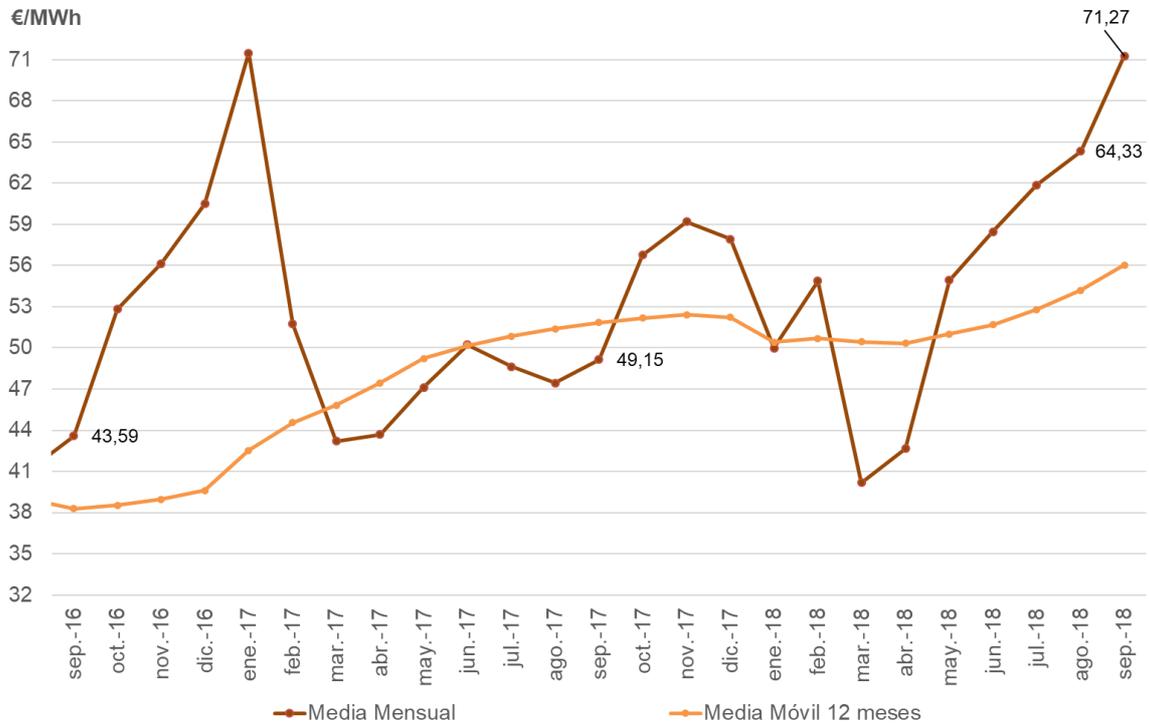
#### **4.5. Análisis de los precios spot en España**

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 septiembre de 2016 y septiembre de 2018. En el mes de septiembre de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 71,27 €/MWh<sup>40</sup>, un 10,8% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (64,33 €/MWh), y un 45% superior al precio spot medio registrado en septiembre de 2017 (49,15 €/MWh).

---

<sup>40</sup> En septiembre de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 71,30 €/MWh. En septiembre de 2018 ha existido un precio diferente en 6 horas de un total de 720 horas (0,8% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,02 €/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: septiembre de 2016 a septiembre de 2018**

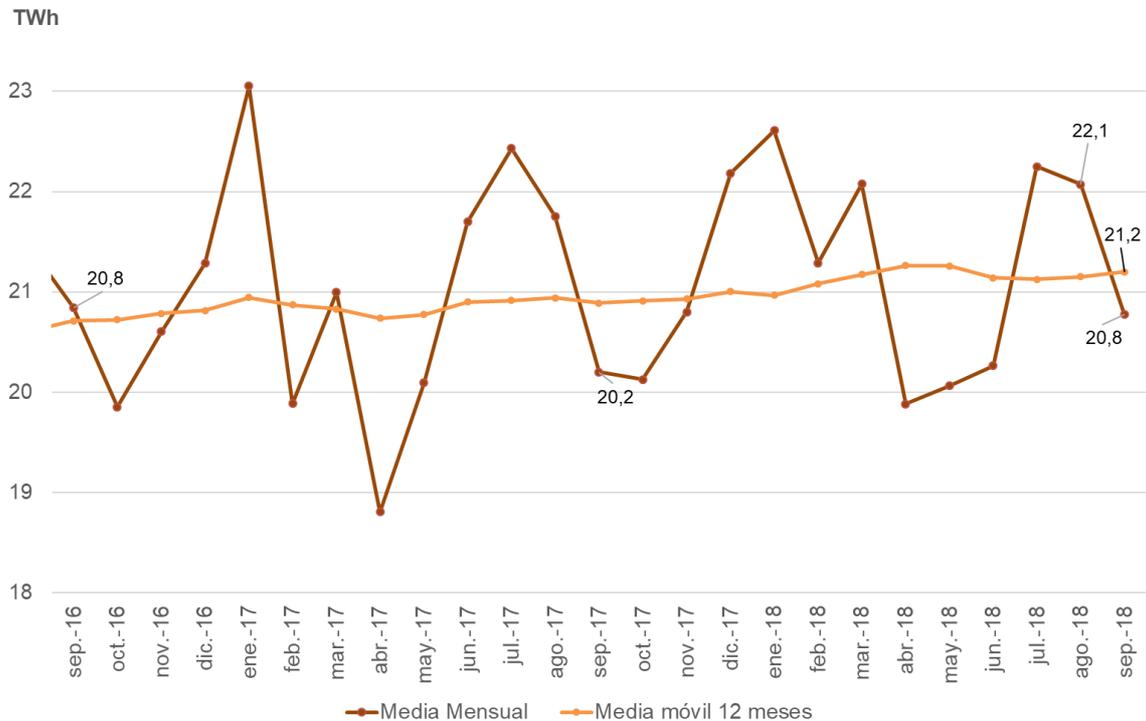


Fuente: OMIE.

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

En el mes de septiembre, la demanda se cifró en 20,8 TWh, un 5,9% inferior al valor registrado en el mes anterior (22,1 TWh)<sup>41</sup>, y un 2,9% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,2 TWh en septiembre de 2017). En el mes de septiembre de 2018, la demanda fue un 2% inferior a la media móvil anual (21,2 TWh).

**Gráfico 27. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: septiembre de 2016 a septiembre 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 agosto y septiembre de 2018, septiembre de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En septiembre de 2018 destacó, por un lado, el incremento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales de carbón (+17,2%). Y por el otro, el descenso generalizado de la producción a partir de fuentes renovables, en especial de la eólica (-22,4%) y de la solar fotovoltaica (-17,4%).

De este modo, a pesar de que la demanda media se redujo respecto al mes anterior, el incremento del hueco térmico para compensar la caída de la producción renovable, provocó un aumento del precio del mercado spot en dicho mes (+6,95 €/MWh respecto al registrado en agosto).

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

	sep-18	ago-18	sep-17	% Var. sep-18 vs. ago-18	% Var. sep-18 vs. sep-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,00	2,14	1,25	-6,5%	60,6%	28,96	15,1%
Nuclear	5,01	5,14	4,73	-2,6%	5,9%	39,99	20,9%
Carbón	4,13	3,53	2,83	17,2%	45,8%	24,91	13,0%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	2,19	2,71	3,26	-19,1%	-32,8%	18,00	9,4%
Eólica	2,38	3,06	2,79	-22,4%	-14,9%	35,88	18,8%
Solar fotovoltaica	0,68	0,82	0,73	-17,4%	-6,6%	6,07	3,2%
Solar térmica	0,50	0,75	0,63	-34,2%	-20,8%	4,17	2,2%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,32	0,33	0,32	-1,2%	0,9%	2,73	1,4%
Cogeneración	2,37	2,31	2,26	2,3%	4,5%	21,44	11,2%
Residuos	0,27	0,28	0,28	-3,2%	-4,6%	2,27	1,2%
<b>Total Generación</b>	<b>19,83</b>	<b>21,05</b>	<b>19,08</b>	<b>-5,8%</b>	<b>3,9%</b>	<b>184,39</b>	<b>96,4%</b>
Consumo en bombeo	-0,07	-0,08	-0,15	-9,3%	-55,3%	-2,41	-1,3%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,11	-0,15	-0,12	-28,0%	-6,1%	-0,96	-0,5%
Saldo intercambios	1,12	1,25	1,39	-10,3%	-19,4%	10,27	5,4%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>20,78</b>	<b>22,07</b>	<b>20,20</b>	<b>-5,9%</b>	<b>2,9%</b>	<b>191,28</b>	<b>100,0%</b>

(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.

