



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



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

**12 de diciembre 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)	7
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	9
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	37
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	38
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 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 –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

Destaca en el mes de octubre el cambio de tendencia en el precio del mercado de contado, que ha pasado de incrementarse en un 10,8% en septiembre de 2018 a un descenso de un 8,7% en octubre, respecto al mes anterior, situándose en 65,08 €/MWh de media en octubre.

Además, y en lo que respecta a los contratos a plazo de vencimiento más próximo, continúa la tendencia descendente ya iniciada el mes de septiembre. Por el contrario, todos los contratos con vencimiento desde el segundo trimestre de 2019 presentan un comportamiento alcista.

Los mayores descensos de cotizaciones, respecto al mes anterior<sup>2</sup>, tuvieron lugar en los contratos mensuales de vencimiento más próximo: -13,9% (hasta situarse en 62,30 €/MWh a 31 de octubre) en el contrato mensual de noviembre de 2018 y -14,6% (situándose en 63,25 €/MWh) en el caso del contrato de diciembre de 2018.

Entre las cotizaciones que registraron ascensos respecto al mes anterior, destaca la del contrato con vencimiento en el segundo trimestre de 2019, que experimentó un crecimiento del 6% (57 €/MWh a cierre de mes de octubre).

En el resto de las cotizaciones de los contratos trimestrales con liquidación en la segunda mitad de 2019 se registran ligeros aumentos respecto al mes de septiembre. El contrato Q3-19 (59,88 €/MWh a cierre de mes) se incrementó en un 0,6%, mientras que el contrato Q4-19 lo hizo en un 1,5% (61,97 €/MWh).

Asimismo, las cotizaciones de los contratos anuales analizados experimentaron ligeros aumentos (0,6% en el caso del contrato anual con entrega en 2019 y

---

<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: 28 de septiembre de 2018 frente a 31 de octubre de 2018.

0,4% en el contrato anual con entrega en 2020), situándose a cierre de mes en 60,30 €/MWh y en 53,60 €/MWh, respectivamente.

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

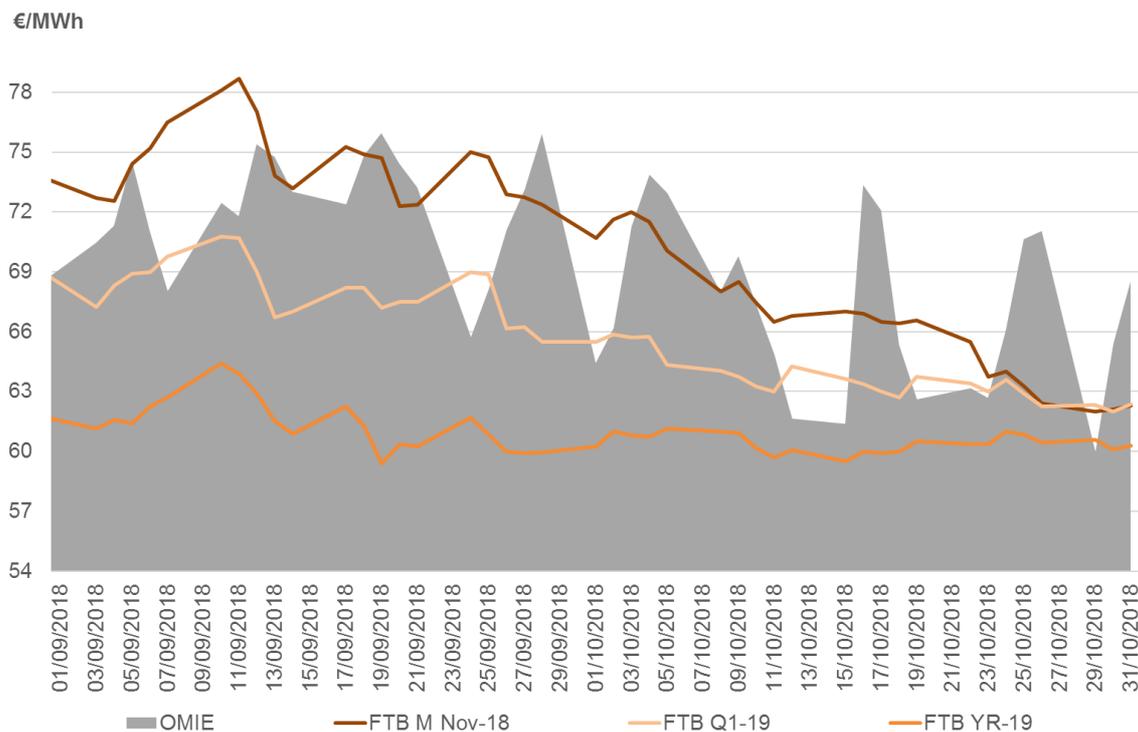
Contratos	MES DE OCTUBRE DE 2018				MES DE SEPTIEMBRE DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. oct-18 vs. sep-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Nov-18	62,30	72,00	62,00	66,60	72,35	78,70	72,30	74,47	-13,9%
FTB M Dec-18	63,25	73,25	63,10	67,15	74,07	78,79	69,44	74,66	-14,6%
FTB M Jan-19	65,86	69,59	65,49	67,22	69,19	74,73	69,19	71,92	-4,8%
FTB Q1-19	62,35	65,88	62,00	63,64	65,50	70,75	65,50	68,09	-4,8%
FTB Q2-19	57,00	57,00	54,50	55,90	53,75	58,15	52,97	55,22	6,0%
FTB Q3-19	59,88	61,60	58,72	60,21	59,55	63,73	58,03	60,54	0,6%
FTB Q4-19	61,97	63,15	60,19	61,95	61,06	65,04	59,50	61,97	1,5%
FTB YR-19	60,30	61,15	59,50	60,42	59,95	64,40	59,40	61,43	0,6%
FTB YR-20	53,60	54,75	53,48	53,98	53,40	56,90	53,10	54,81	0,4%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de septiembre a 28/09/2018 y últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

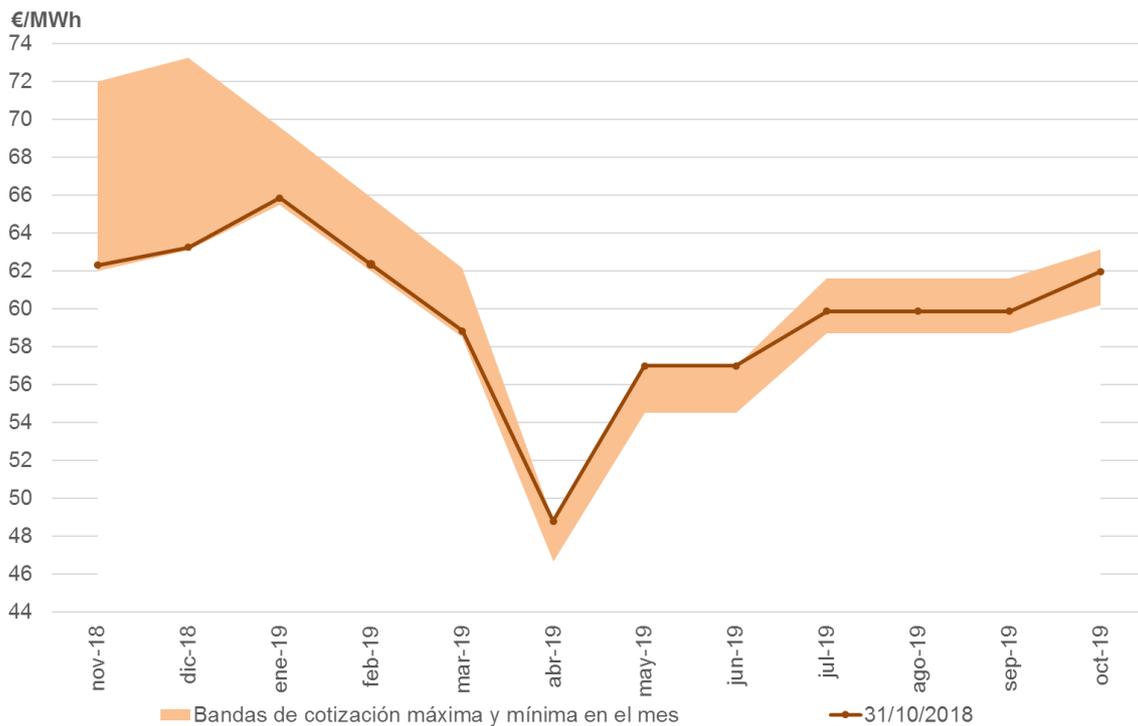
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.  
Periodo: 1 de septiembre a 31 de octubre de 2018**



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 octubre de 2018. Se observa que, a 31 de octubre, la curva forward muestra desde enero a abril de 2019 una tendencia descendente (curva en “backwardation”<sup>3</sup>), pasando de un máximo de 65,86 €/MWh en dicho mes a un mínimo de 48,81 €/MWh en abril de 2019. Posteriormente, la curva presenta comportamiento ascendente (curva en “contango”<sup>4</sup>) hasta situarse en 61,97 €/MWh en el cuarto trimestre de 2019.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

En el mes de octubre, el precio medio del mercado diario (65,08 €/MWh) fue inferior en un 10,8% al registrado en el mes anterior (71,27 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en octubre de 2018 (28 de septiembre de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 69,50 €/MWh para dicho mes, un 6,8% superior al precio spot finalmente registrado (65,08 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>5</sup>, se alcanzaron

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

<sup>5</sup> Del 3 de abril a 28 de septiembre de 2018.

respectivamente el 10 de septiembre de 2018 (máxima de 75,63 €/MWh) y el 5 de abril de 2018 (mínima de 54,02 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 21,61 €/MWh. Las primas de riesgo calculadas ex post<sup>6</sup> del contrato mensual de octubre fueron negativas durante prácticamente la primera mitad de su periodo de negociación, de forma que las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante este periodo. Esta situación se invierte y, a partir del día 23 de julio, la prima de riesgo fue positiva hasta el final del periodo de negociación del contrato.

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en octubre de 2018 en OMIP vs. precio spot de octubre de 2018. Periodo del 1 de abril de 2018 a 28 de septiembre de 2018**



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2018, con datos a 31 de octubre, anticipa un precio medio del mercado diario de 62,30 €/MWh.

<sup>6</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en octubre de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en octubre de 2018.

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

En octubre 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 octubre de 2018 (63,94 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en octubre de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*<sup>7</sup>) que se situó en 64,93 €/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 octubre de 2018 fue negativa (-0,99 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

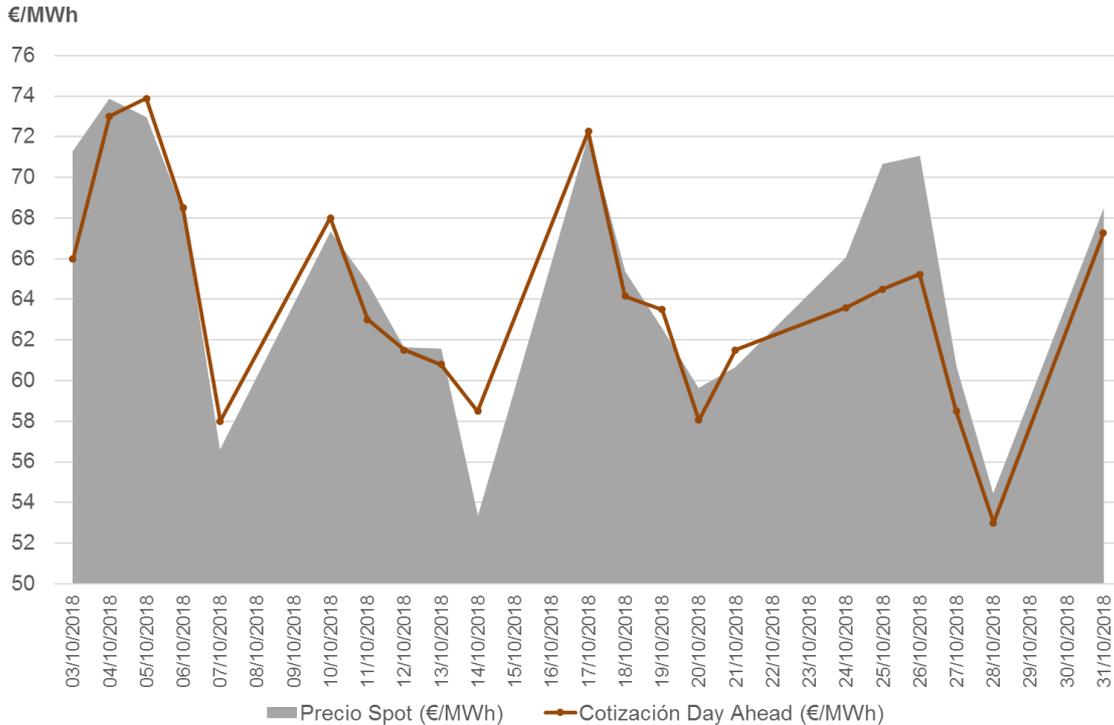
En el mes de octubre de 2018, la máxima prima de riesgo ex post<sup>8</sup> de los contratos *day-ahead* se registró el día 25 (-6,15 €/MWh).

---

<sup>7</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>8</sup> Máximo en valor absoluto.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

## 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>9</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.

<sup>9</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.

## **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 septiembre y octubre de 2018<sup>10</sup>.

En el mes de octubre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,8 TWh, similar al volumen negociado en el mes anterior, y un 11,7% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (13,3 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en octubre de 2018, el 8,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 10,9% de septiembre 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.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en octubre de 2018 (14,8 TWh) representó el 72,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,3 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>11</sup>.

En el mes de octubre 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

---

<sup>10</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.

<sup>11</sup> En octubre de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (13,3TWh) representó el 66% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,1 TWh).

Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX<sup>12</sup>) se situó en 11,4 TWh (un 16,2% inferior al volumen registrado el mes anterior).

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

**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 octubre 2018	Mes anterior septiembre 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
<b>OMIP</b>	849	1.029	-17,5%	5.026	7.657	4,1%	5,3%
<b>EEX</b>	579	593	-2,5%	5.170	6.000	4,2%	4,2%
<b>OTC</b>	13.396	13.221	1,3%	112.621	130.172	91,7%	90,5%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>11.426</b>	<b>13.636</b>	<b>-16,2%</b>	<b>94.755</b>	<b>94.359</b>	<b>77,2%</b>	<b>65,6%</b>
<i>OMIClear</i>	1.158	1.056	9,7%	9.183	15.463	7,5%	10,8%
<i>BME Clearing</i>	1.780	1.006	76,9%	9.556	17.951	7,8%	12,5%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	8.487	11.574	-26,7%	76.016	60.945	61,9%	42,4%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>14.823</b>	<b>14.843</b>	<b>-0,1%</b>	<b>122.818</b>	<b>143.829</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

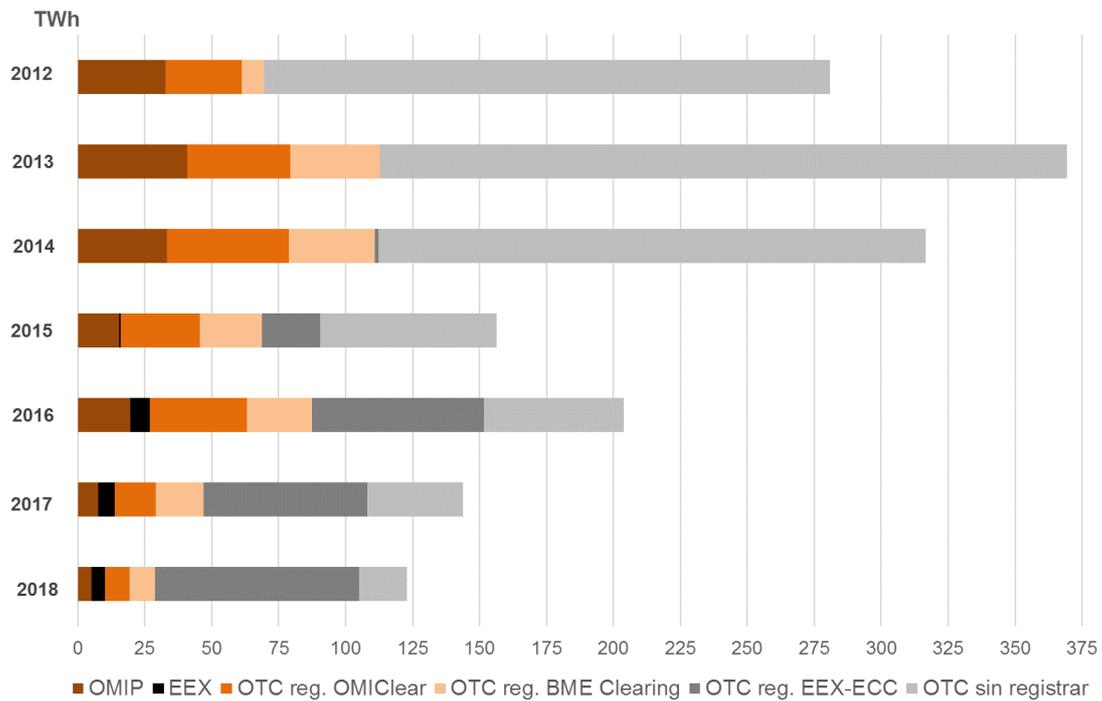
\*Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

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

<sup>12</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.

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 octubre 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.

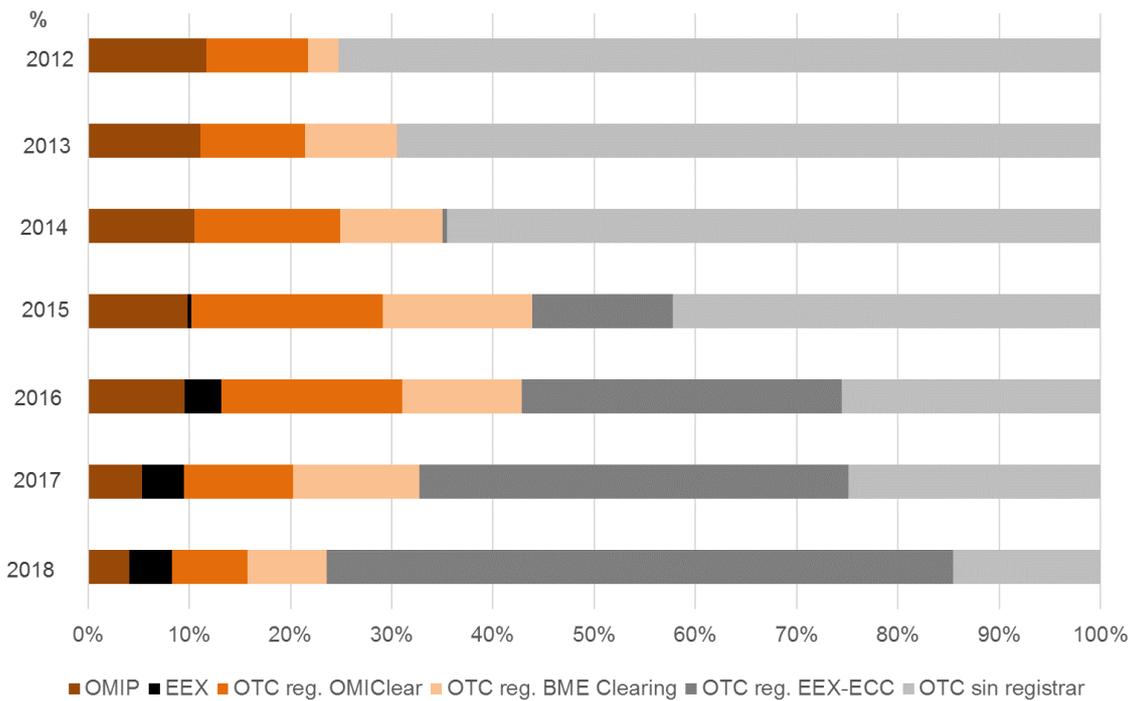
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2012 a octubre de 2018**



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 octubre de 2018, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 94,8 TWh, lo que representa el 84,1% del volumen negociado en el mercado OTC (112,6 TWh).

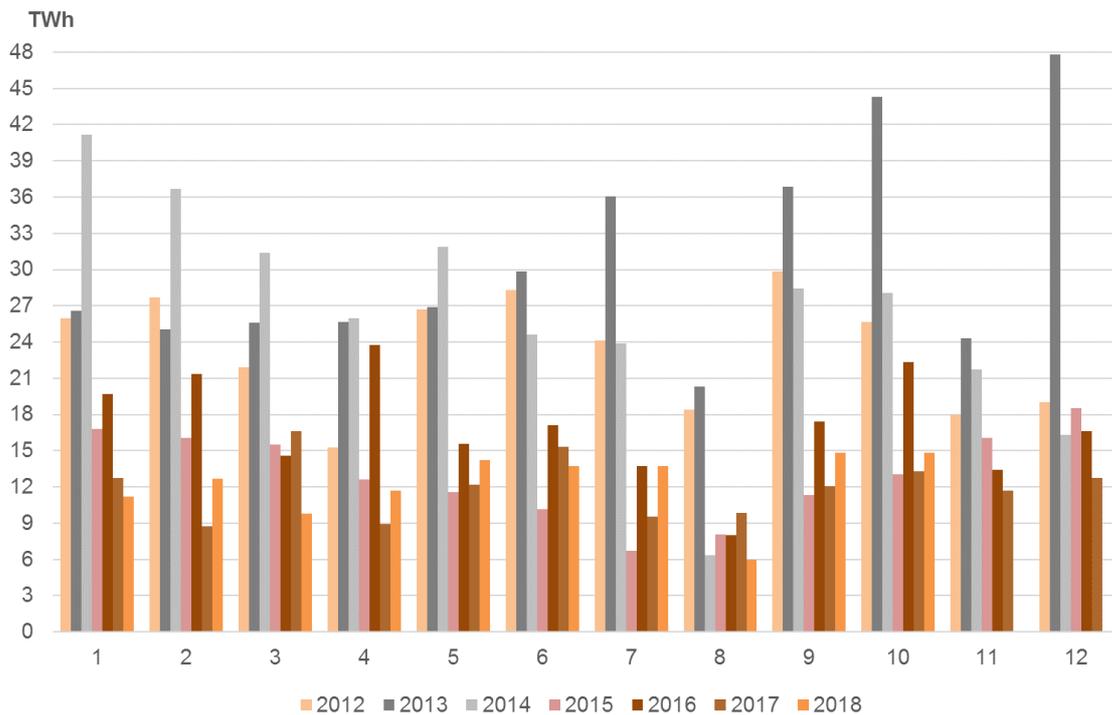
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2012 a octubre de 2018**



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 octubre de 2018. En el mes de octubre de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,8 TWh, un 11,7 % superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (13,3 TWh en octubre de 2017).

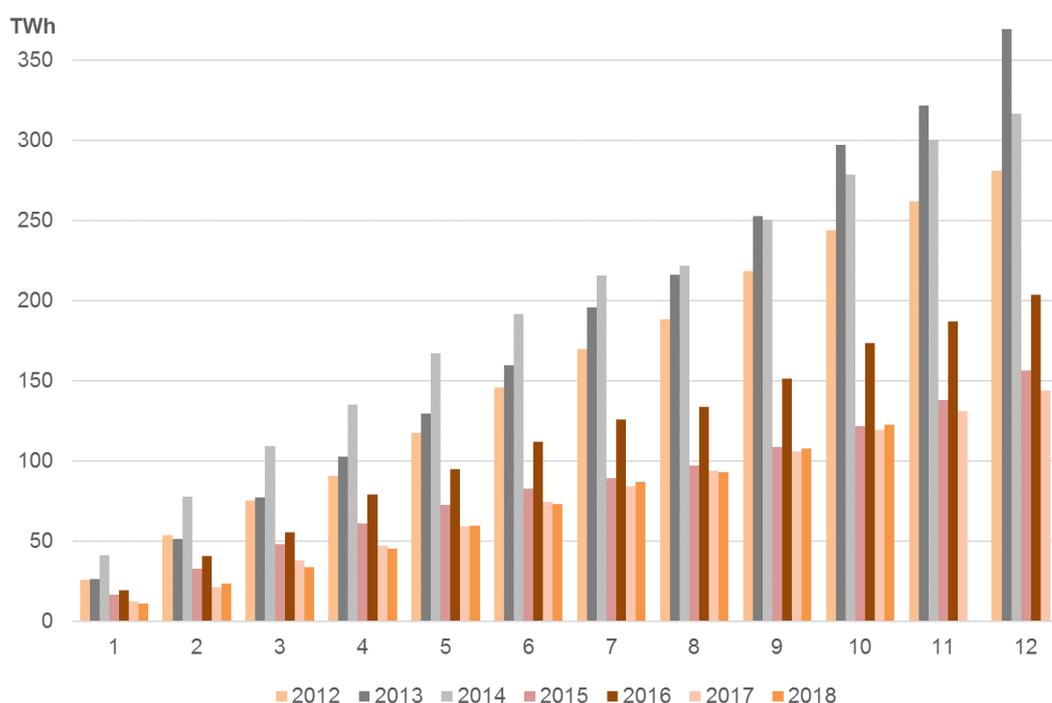
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a octubre de 2018**



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 octubre de 2018 el volumen acumulado de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en 122,8 TWh, un 2,9% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo periodo del año anterior (119,4 TWh).

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a octubre 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 septiembre y octubre 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 octubre de 2016 y octubre 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 octubre 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 97,1% (14,4 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue ligeramente inferior (96,9%)<sup>13</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 2,9% (0,4 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación superior (3,1%; 0,5 TWh)<sup>14</sup>. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en octubre a 586 MW (2,1% de la demanda horaria media de dicho mes, 27.320 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en octubre fue el contrato con liquidación diaria con el 57,8% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,4 TWh)<sup>15</sup>, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 38,7% (0,2 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En octubre de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 75,5% (10,9 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (14,4 TWh)<sup>16</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 15,2% (2,2 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 octubre ascendió a 6,8 TWh (62,4% 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 2 TWh (18,3% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 0,6 TWh (6% de los contratos anuales negociados). El volumen total de contratos anuales negociados con liquidación a cuatro (Cal+4), cinco (Cal+5) y seis (Cal+6) años vista fue de 0,9 TWh. Destaca además la negociación de contratos con liquidación posterior a 2024; en particular, el volumen total negociado para los contratos Cal+7 (2025), el Cal+8, el Cal+9, Cal+10 y Cal+11 fue de 0,53 TWh (5%, de los contratos anuales negociados).

---

<sup>13</sup> En octubre de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 90,4% (12 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

<sup>14</sup> En octubre 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 8,7% (1,3 TWh).

<sup>15</sup> En el mes de septiembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (63,2%; 0,3 TWh).

<sup>16</sup> En el mes de septiembre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (71,8%; 10,3 TWh).

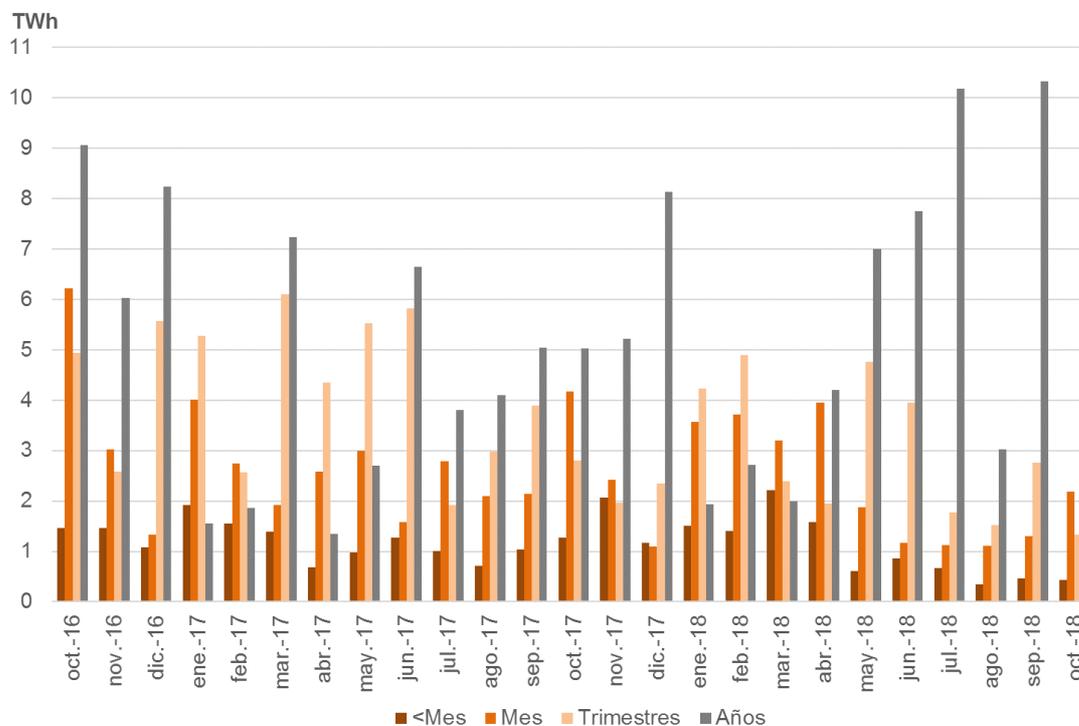
En 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

**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 octubre-18	Mes anterior septiembre-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	253	295	-14,3%	5.127	50,8%	7.494	49,7%
Fin de semana	11	50	-77,5%	1.042	10,3%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,18%
Semana	173	122	42,0%	3.915	38,8%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>437</b>	<b>467</b>	<b>-6,4%</b>	<b>10.087</b>	<b>8,2%</b>	<b>15.084</b>	<b>10,5%</b>
Mensual	2.191	1.299	68,7%	23.200	20,6%	30.541	23,7%
Trimestral	1.336	2.761	-51,6%	29.566	26,2%	45.547	35,4%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	10.858	10.316	5,3%	59.964	53,2%	52.657	40,9%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>14.386</b>	<b>14.376</b>	<b>0,1%</b>	<b>112.730</b>	<b>91,8%</b>	<b>128.745</b>	<b>89,5%</b>
<b>Total</b>	<b>14.823</b>	<b>14.843</b>	<b>-0,1%</b>	<b>122.818</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.

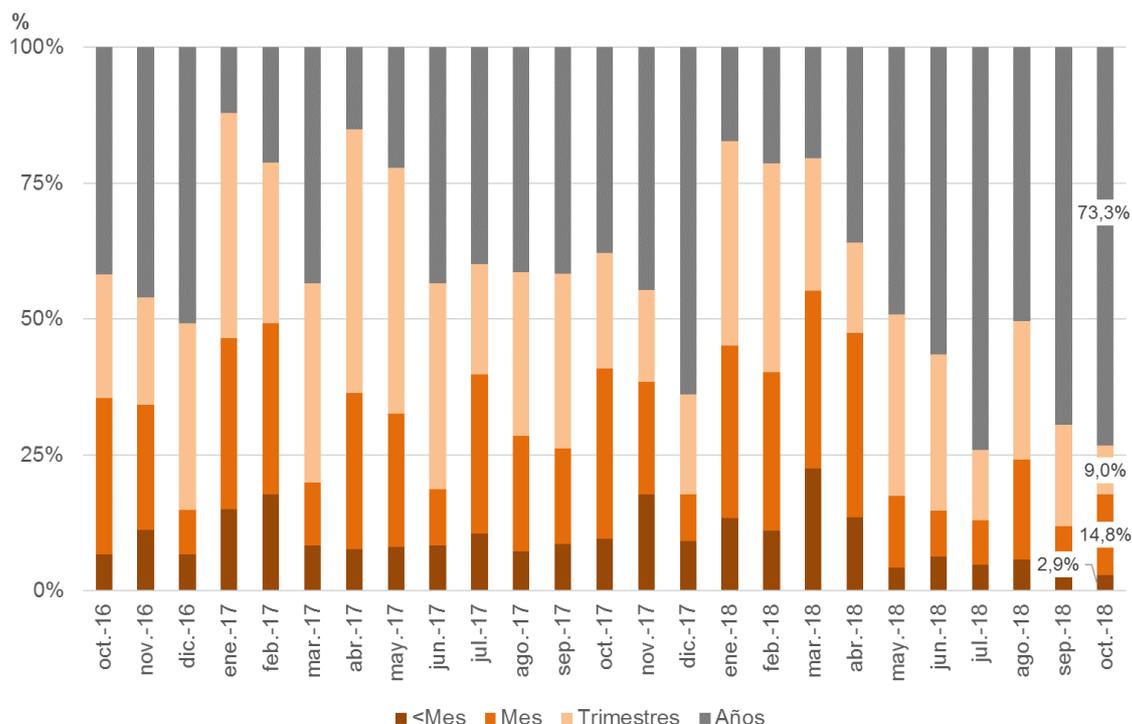
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre de 2018**



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: octubre 2016 a octubre 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.

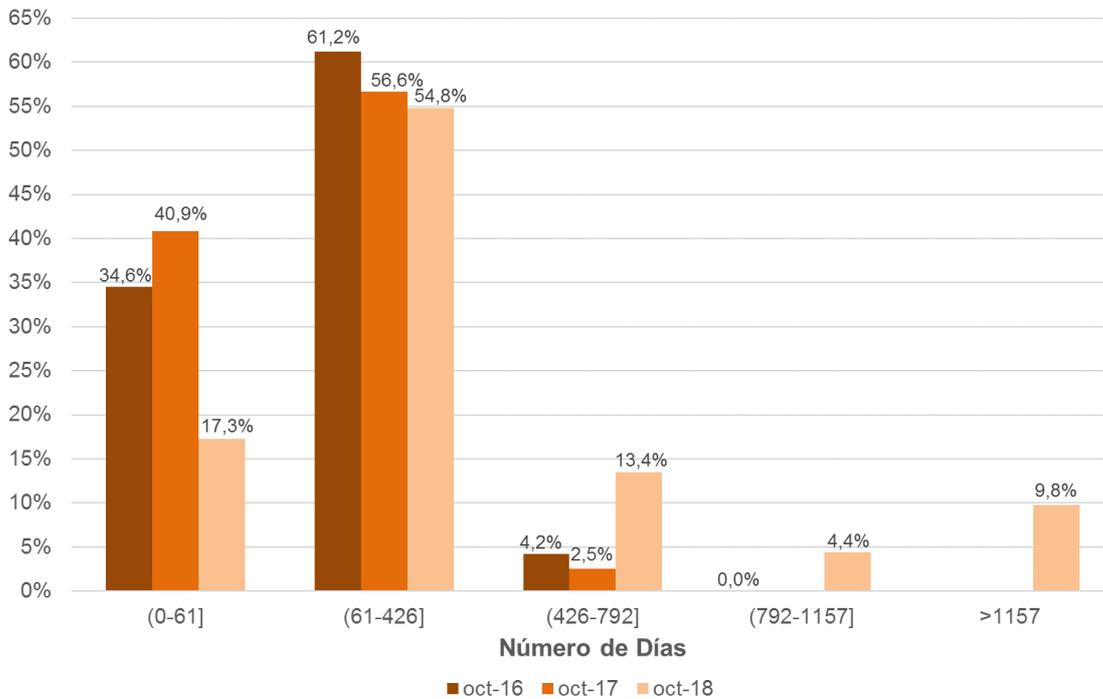
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

### 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 octubre de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en 2019, con el 54,8% del total negociado en el mes de octubre; y en contratos que se liquidan en los dos últimos meses de 2018 (contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2018), con el 17,3% del total negociado (véase Gráfico 11).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en octubre de 2018, ascendió a 2 TWh (el 13,4% del volumen total negociado), el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,6 TWh (4,4% del volumen total negociado en dicho mes). El volumen de contratos con liquidación posterior a 2021 ascendió a 1,45 TWh (9,8% del volumen total contratado). En particular, se negociaron contratos anuales con liquidación hasta 2029 (Cal+11).

**Gráfico 11. Volumen negociado en octubre (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.

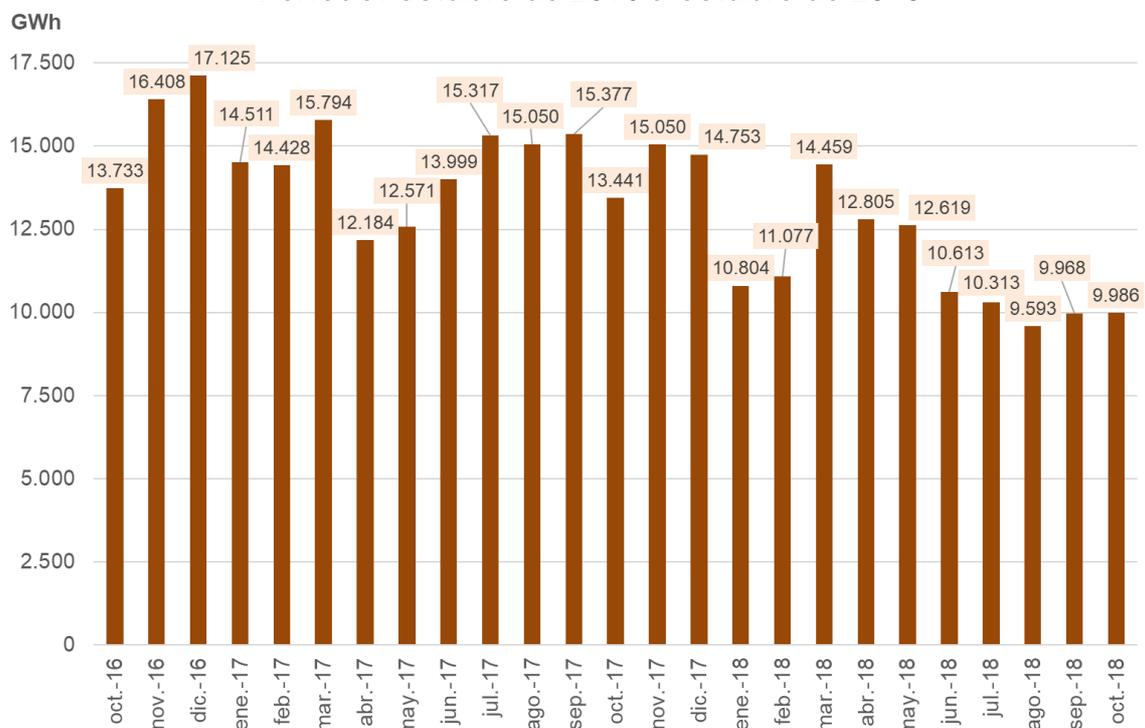
Hasta el 31 de octubre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en octubre de 2018<sup>17</sup> se situó en torno a 9.986 GWh, un 0,2% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2018 (9.968 GWh), y un 25,7% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2017 (13.441 GWh).

<sup>17</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2018: mensual oct-18, trimestral Q4-18, 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 octubre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en octubre de 2018, el 95,6% (9.549 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual oct-18, trimestral Q4-18 y anual 2018), mientras que el 4,4% restante (437 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 octubre de 2018 (9.986 GWh) representó el 49,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.326 GWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre 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>18</sup>. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en octubre de 2018 (oct-18, Q4-18 y anual 2018) se situó en 12.817 MW, un 2,9% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de septiembre de 2018 (13.196 MW) y un 21,5% inferior al volumen total negociado

<sup>18</sup> Contratos que se liquidan todos los días del mes.

sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de octubre de 2017 (16.337 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de octubre de 2018 (12.817 MW) representó el 46,9% de la demanda horaria media de dicho mes (27.320 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de octubre de 2018<sup>19</sup> (12.817 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 10.510 MW (82% del volumen total). De forma más concreta, el 17,8% (2.281 MW) del volumen total (12.817 MW) se registró en OMIClear<sup>20</sup> (véase Gráfico 14), el 12,7% (1.624 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 51,5% (6.605 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

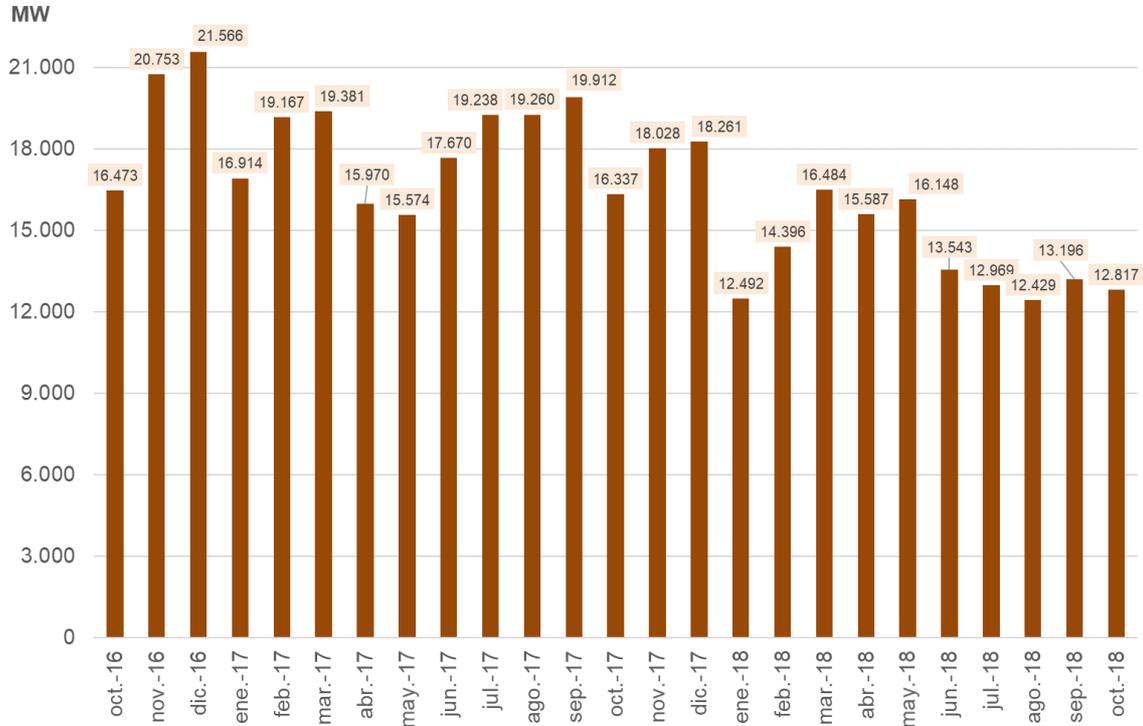
El porcentaje del volumen total negociado (en MW) de contratos a plazo registrados para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2017, ascendió 76,7%: el 26,1% se registró en OMIClear, el 11,3% se registró en BME Clearing y el 39,4% se registró en EEX-ECC.

---

<sup>19</sup> Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

<sup>20</sup> Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

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

### Posición abierta en OMIClear

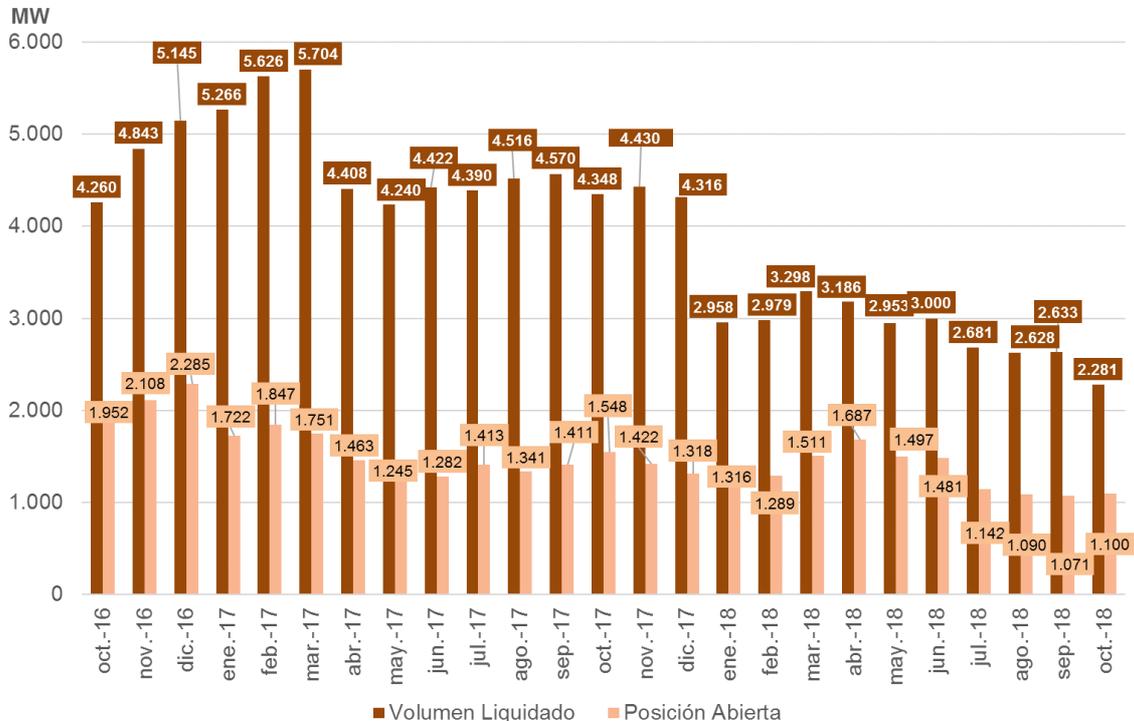
La página web de OMIP proporciona información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en OMIClear, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

En este sentido, de los 2.281 MW con liquidación en octubre de 2018 que se registraron en OMIClear, el 51,8% (1.181 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 48,2% restante (1.100 MW) quedaron abiertas<sup>21</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 51,8% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>22</sup> (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en octubre de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

<sup>21</sup> Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

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

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>23</sup> (MW)\***  
Periodo: octubre de 2016 a octubre de 2018



\* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.  
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

### Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing<sup>24</sup>, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

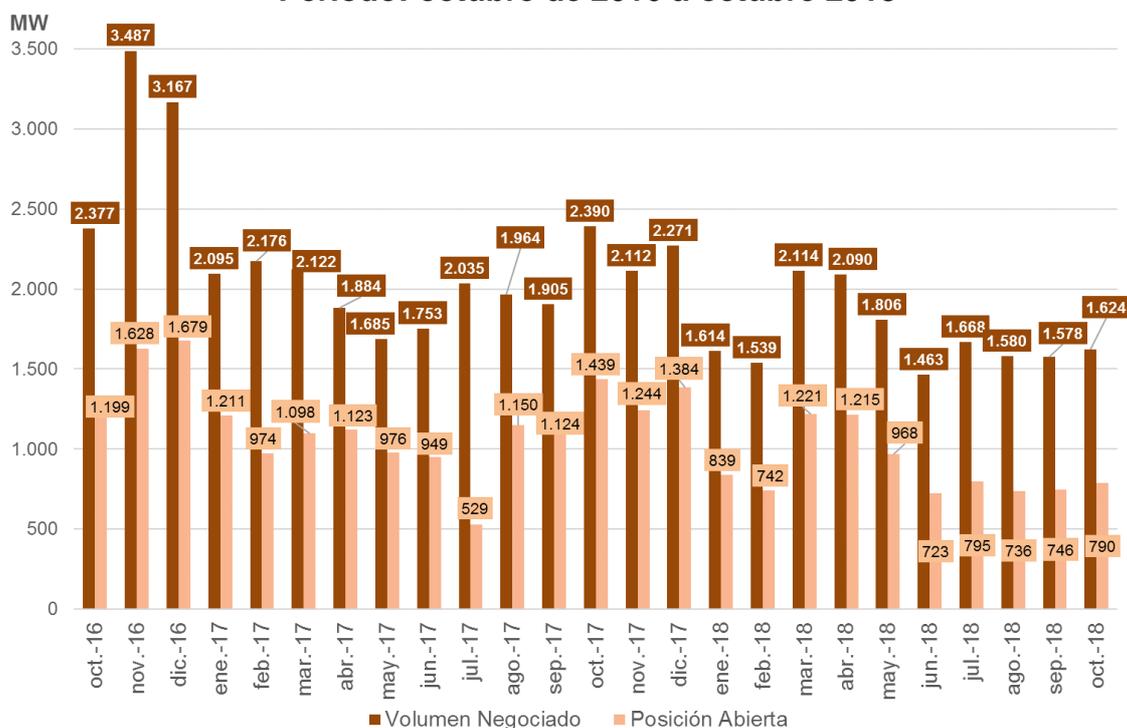
Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en octubre de 2018 (12.817 MW), el 12,7% (1.624 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 51,4% (834 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 48,6% restante (790 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición

<sup>23</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, 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>24</sup> Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>25</sup> (MW)\***  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre 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

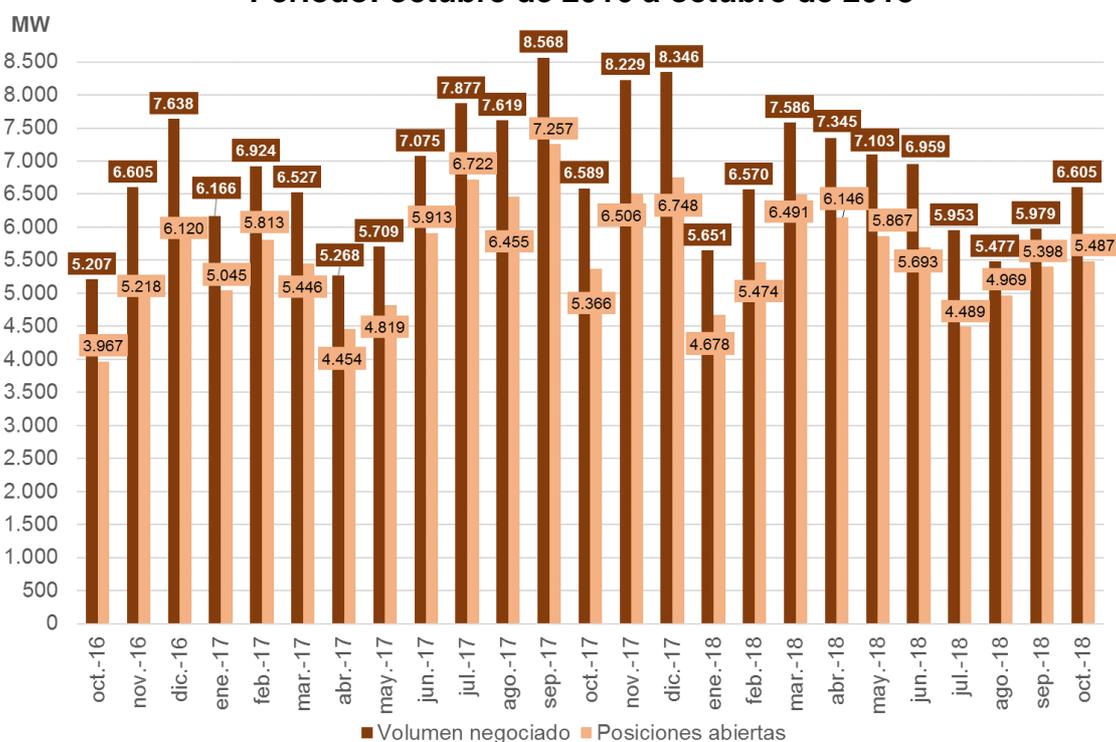
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-ECC<sup>26</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

<sup>25</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>26</sup> Información publicada por EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en octubre de 2018 (12.817 MW), el 51,5% (6.605 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 16,9% (1.118 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 83,1% restante (5.487 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>27</sup> (MW)\***  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre 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

<sup>27</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.

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.

### **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>28</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.

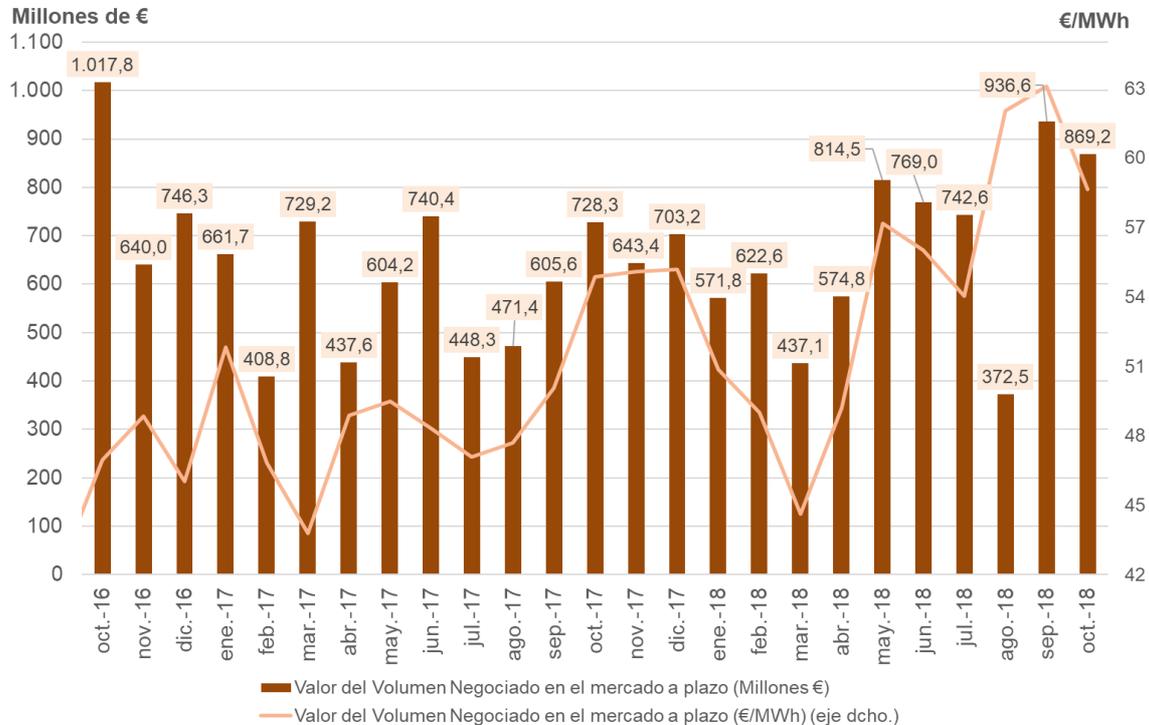
#### **3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX**

El valor económico del volumen negociado en octubre de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (14,8 TWh) fue de 869,2 millones de euros, inferior en un 7,1% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (936,6 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en octubre de 2018, en dichos mercados, fue 58,64 €/MWh, un 7,1% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (63,10 €/MWh) (véase Gráfico 17).

---

<sup>28</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: octubre de 2016 a octubre 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 octubre de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en octubre de 2018<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en octubre de 2018: mensual oct-18, trimestral Q4-18, 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 octubre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(9.986 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 81,9 millones de €<sup>30</sup>; inferior en un 0,6% (82,4 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en septiembre de 2018 negociados en dichos mercados (9.968 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en octubre de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,92 €/MWh, inferior en 4,31 €/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 octubre de 2018 (60,22 €/MWh)<sup>31</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 octubre de 2018 (mensual oct-18, trimestral Q4-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,52 €/MWh, inferior en 4,54 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de octubre de 2018 (60,06 €/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 77,50 €/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 octubre de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 64,54 €/MWh, superior en 0,83 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de octubre (63,72 €/MWh).

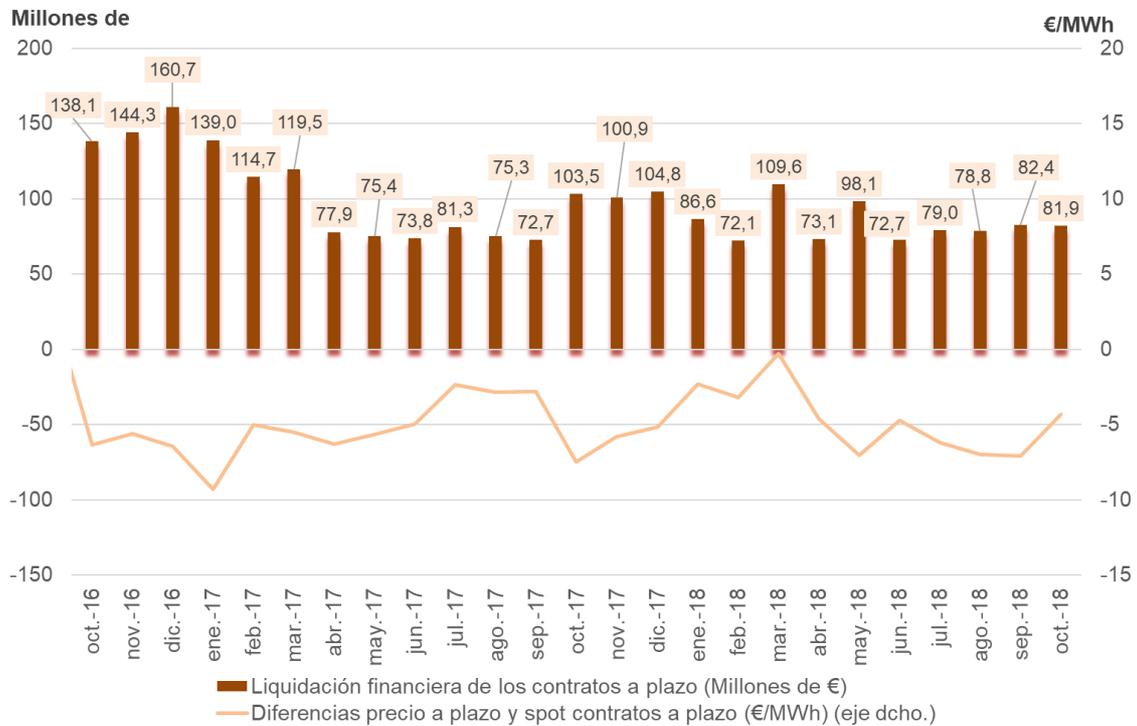
El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.473 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017 (52,51 €/MWh). 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>30</sup> Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

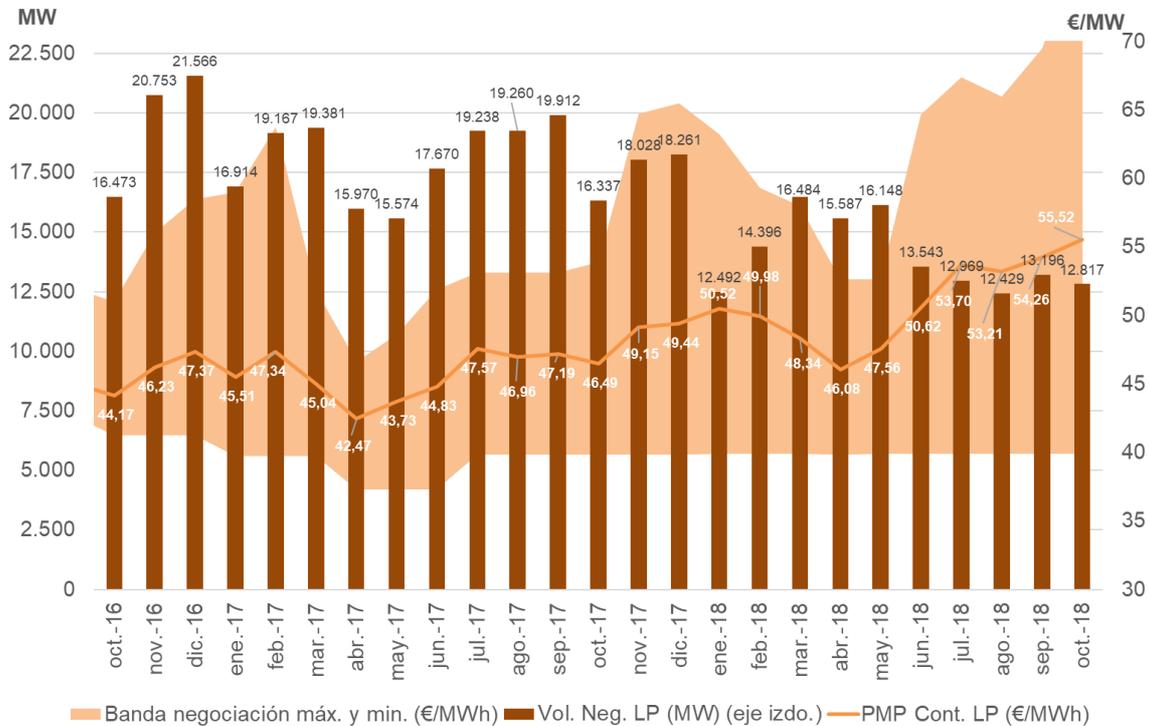
<sup>31</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de octubre provienen de contratos Q4-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del cuarto trimestre de 2018 y anual 2018 hasta el 31 de octubre de 2018.

**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 octubre de 2018**  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre 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: octubre de 2016 a octubre 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 octubre de 2018 (31 de octubre), un cambio de tendencia respecto a los valores registrados en el mes anterior. Así, respecto al cierre del mes anterior (28 de septiembre de 2018), en el mercado español descendieron las cotizaciones de los contratos mensuales con vencimiento en noviembre de 2018 (nov.-18) y en diciembre de 2018 (dic.-18) y en el contrato trimestral con vencimiento en el primer trimestre de 2019 (Q1-19), mostrándose una tendencia alcista en los contratos trimestrales con entrega en el segundo y tercer trimestre de 2019, y en el contrato anual con liquidación en 2019. En el caso de los mercados alemán y francés, todas las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados presentan una tendencia decreciente.

En este contexto descendente de precios, es destacable que las cotizaciones a plazo de los contratos con subyacente francés y liquidación en noviembre (contrato mensual nov.-18), diciembre (contrato mensual dic.-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 66,35 €/MWh, frente a los 62,30 €/MWh del contrato equivalente español. En el caso del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018 y subyacente francés, la cotización se situó en 63,88 €/MWh frente a 63,25 €/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 octubre en 64,90 €/MWh, frente a 62,35 €/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, destaca el acusado descenso en las cotizaciones de los contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2018. En el caso del mercado español, descienden un 13,9% y un 14,6%, respectivamente. En cuando al mercado francés, el contrato nov.-18 desciende un 15,9% y el contrato dic.-18 un 18% respecto al mes anterior (el mayor descenso de los contratos a plazo estudiados respecto al mes de septiembre). Los citados contratos mensuales con subyacente alemán registran un descenso menos acusado que sus equivalentes francés y español: un 9,3% para el caso del contrato nov.-18 y un 7,2% en el contrato dic.-18. Es asimismo destacable el descenso (-10,2%) en la cotización del contrato trimestral Q1-19 con subyacente alemán.

En lo que se refiere a las cotizaciones al alza, del conjunto de contratos estudiados sólo se aprecian ascensos en ciertos contratos a plazo con subyacente español. Más concretamente los contratos trimestrales Q2-19 y

Q3-19, y el contrato anual YR-19 registran ascensos del 6%, 0,6% y 0,6%, respectivamente.

La cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019, a cierre del mes de octubre, se situó en el mercado español (60,30 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (49,55 €/MWh) y en Francia (53,67 €/MWh), incrementándose el diferencial de precios entre el contrato español y sus equivalentes alemán (+4,76 €/MWh) y francés (+5,90 €/MWh) con respecto al mes anterior.

#### 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)		
	octubre-18	septiembre-18	% Variación oct. vs. sep.	octubre-18	septiembre-18	% Variación oct. vs. sep.	octubre-18	septiembre-18	% Variación oct. vs. sep.
nov.-18	62,30	72,35	-13,9%	57,74	63,63	-9,3%	66,35	78,85	-15,9%
dic.-18	63,25	74,07	-14,6%	51,52	55,54	-7,2%	63,88	77,88	-18,0%
Q1-19	62,35	65,50	-4,8%	54,85	61,08	-10,2%	64,90	74,03	-12,3%
Q2-19	57,00	53,75	6,0%	44,92	48,76	-7,9%	44,88	48,24	-7,0%
Q3-19	59,88	59,55	0,6%	45,78	49,40	-7,3%	45,11	49,00	-7,9%
YR-19	60,30	59,95	0,6%	49,55	53,96	-8,2%	53,67	59,22	-9,4%

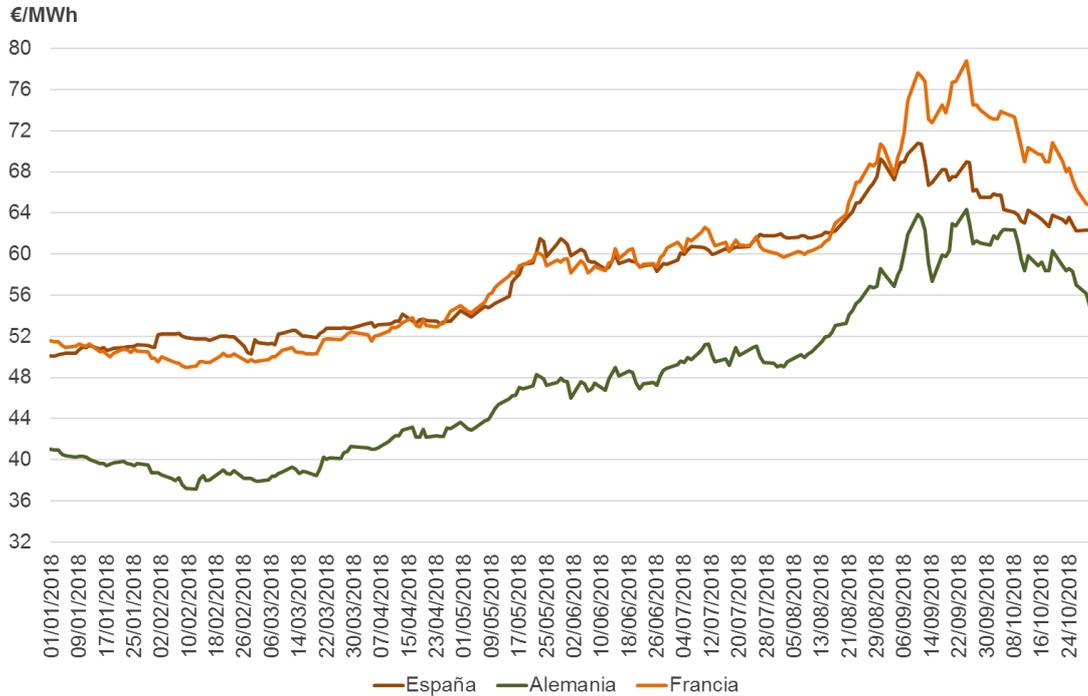
Nota: Cotizaciones de septiembre a 28/09/2018 y cotizaciones de octubre a 31/10/2018.

\* 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, es función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces<sup>32</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.

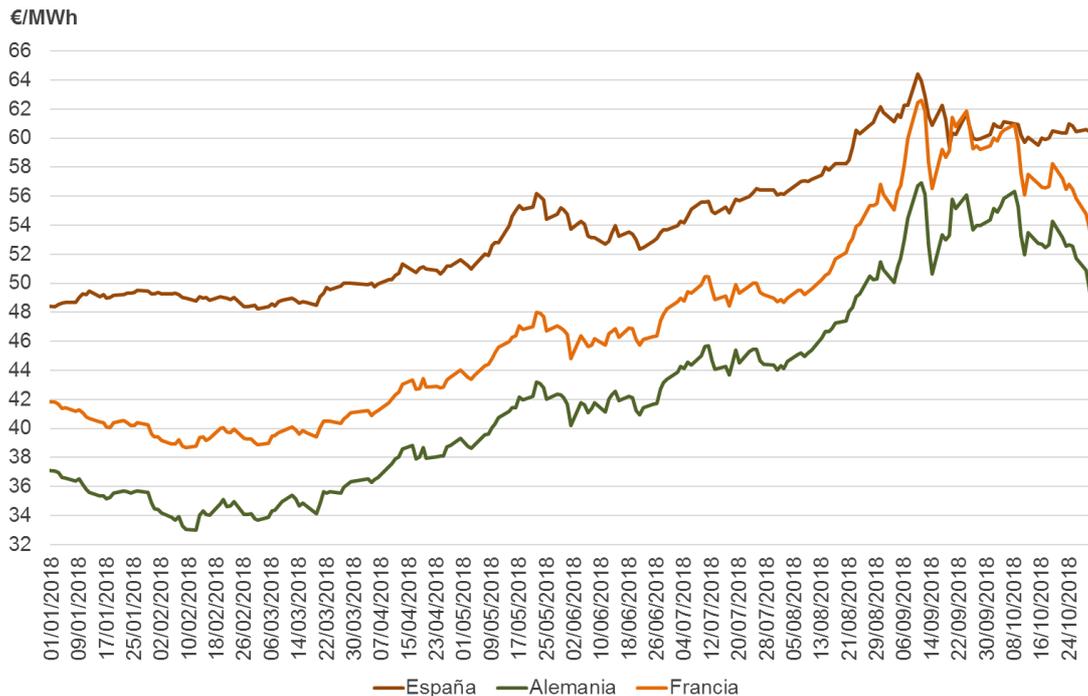
<sup>32</sup> En particular, el 18 de mayo de 2017 se acordó que, en la liquidación de los contratos a partir del 1 de octubre de 2018, el precio spot alemán representaría un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco.

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).  
 Periodo: 1 enero a 31 de octubre 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 31 de octubre de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

Durante el mes de octubre, mientras que descendieron los precios medios del mercado diario español (-8,7%) y alemán (-3,1%), el precio medio del mercado diario francés aumentó (5,9%). En particular, el precio medio del mercado diario en octubre se situó en España en 65,08 €/MWh, en Alemania en 53,11 €/MWh y en Francia en 65,63 €/MWh (+5,9%).

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

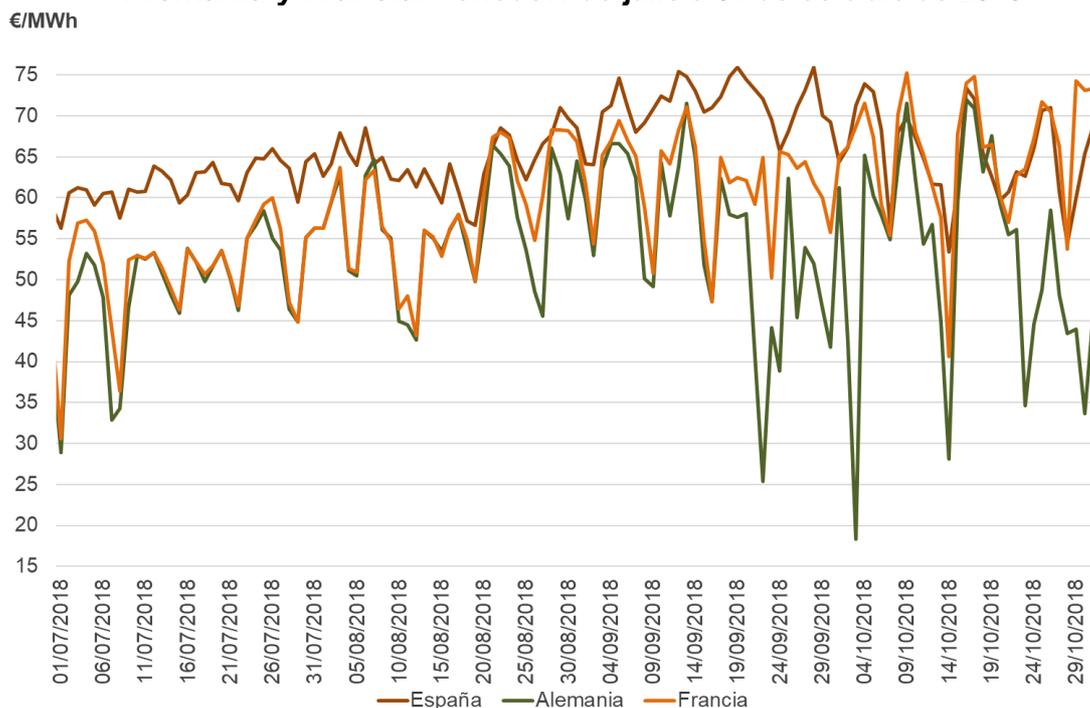
Precios medios	octubre-18	septiembre-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	65,08	71,27	-8,7%
Alemania	53,11	54,83	-3,1%
Francia	65,63	61,97	5,9%

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

En el Gráfico 22 se observa que, en los meses de septiembre y octubre, los precios spot en los mercados diarios de España, Alemania y Francia estuvieron marcados por una mayor volatilidad, siendo el precio español en determinados momentos inferior al precio spot del mercado francés.

En el mes de octubre de 2018, el precio medio diario más bajo se contabilizó el día 3 en el mercado alemán (18,29 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 9 en el mercado francés (75,20 €/MWh).

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de julio a 31 de octubre 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>33</sup> y en EEX-ECC<sup>34</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en octubre 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>35</sup>, registrados en ambas cámaras, ascendió a 194.494 GWh (un 14,2% inferior al volumen negociado en el mes anterior, 226.794 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 32.235 GWh (un 11,4 % inferior al volumen negociado el mes anterior, 36.383 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.

---

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

<sup>34</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 octubre de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (194.494 GWh en Alemania y 32.235 GWh en Francia), fueron 13,5 y 2,2 veces, respectivamente, superiores al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (14.386 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

<sup>35</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 (desde el 1 de octubre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que están constituidas como 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: octubre de 2016 a octubre de 2018**

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
oct-18	194.494	32.235

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>36</sup> con liquidación en los meses de octubre de 2016 a octubre de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de octubre de 2018, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (+4,42 €/MWh), al igual que en el mercado francés (+2,70 €/MWh) y en el mercado alemán (+2,85 €/MWh).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en octubre de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 75,63 €/MWh y 54,02 €/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 65,08 €/MWh) ascendieron a 10,55 €/MWh y a -11,06 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en octubre de 2018 ascendieron a 63,30 €/MWh y a 36,78 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 53,11 €/MWh) se situaron en 10,19 €/MWh y -16,33 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en octubre de 2018 ascendieron a 73,82 €/MWh y a 46,82 €/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 65,63 €/MWh), se situaron en 8,19 €/MWh y -18,81 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta octubre de 2018, las primas de riesgo ex post en el mercado español, alemán y francés registraron valores positivos (+0,62 €/MWh, +1,37 y +2 €/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>36</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 octubre de 2016 a octubre de 2018, 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
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
oct-18	69,50	65,08	4,42	55,96	53,11	2,85	68,33	65,63	2,70

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>

A destacar a cierre de mes (31 de octubre de 2018) que todas las cotizaciones analizadas de los contratos spot y a plazo de gas natural, carbón y crudo Brent, así como de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, presentan un comportamiento descendente respecto al cierre del mes anterior (28 de septiembre de 2018). Esto supone, además un importante cambio de tendencia, ya que, a excepción de la referencia PVB-MIBGAS, el resto de referencias citadas registraron ascensos en el mes de septiembre.

A 31 de octubre de 2018, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses descendieron, respecto a los del mes anterior, un 9,7%, un 8,8% y un 6,4%, 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 75,50 \$/Bbl, 75,47 \$/Bbl y 74,03 \$/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 Q1-19, en el Q2-19 y en el Q3-19 descendieron un 13,6%, un 11,6%, un 8% y un 7,1% respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q1-19, Q2-19 y Q3-19, se situaron al cierre de mes en 21,19 £/MWh, 23,29 £/MWh, 20,05 £/MWh y 19,43 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS<sup>37</sup>) disminuyó un 8,2%, situándose en 25,82 €/MWh al cierre de mes (31 de octubre), superior al precio del contrato spot de gas natural en Francia (PEG), que se situó en 23,83 €/MWh (-13,3%). El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 10%, situándose al cierre de mes en 25,93 €/MWh<sup>38</sup>.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en noviembre de 2018, en el primer trimestre de 2019 y en el año 2019 mostraron asimismo una tendencia descendente. En particular, los precios de estos contratos disminuyeron un 4%, 5% y un 4% respectivamente, hasta situarse en 97,55 \$/t, 96,10 \$/t y 94,20 \$/t, respectivamente.

Por último, respecto al mes de septiembre, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> también disminuyó, hasta situarse en 16,36 €/t CO<sub>2</sub> (-22,9%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2018, y en 16,70 €/t CO<sub>2</sub> (-23,4%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019.

---

<sup>37</sup> Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

<sup>38</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 Oct.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Sep.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-oct-18	Mín.	Máx.	28-sep-18	Mín.	Máx.	Oct. vs Sep.
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>							
Brent Spot	75,50	75,50	86,16	83,65	75,51	83,65	-9,7%
Brent entrega a un mes	75,47	75,47	86,29	82,72	76,50	82,72	-8,8%
Brent entrega a doce meses	74,03	74,03	82,03	79,06	73,56	79,06	-6,4%
<b>Gas natural Europa</b>							
<b>NBP en £/MWh</b>							
Gas NBP Spot	21,19	20,59	24,36	24,54	23,96	26,91	-13,6%
Gas NBP entrega Q1-19	23,29	23,29	26,66	26,34	25,82	28,43	-11,6%
Gas NBP entrega Q2-19	20,05	20,05	22,72	21,79	20,71	22,90	-8,0%
Gas NBP entrega Q3-19	19,43	19,43	22,00	20,91	19,78	22,03	-7,1%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	25,82	25,17	28,93	28,14	27,82	30,84	-8,2%
PVB-ES a un mes	25,93 (*)	25,83	29,75	28,80	28,70	30,93	-10,0%
PEG	23,83	23,83	27,73	27,48	25,85	29,53	-13,3%
<b>Carbón ICE ARA API2 \$/t</b>							
Carbón ICE ARA Nov-18	97,55	89,95	102,60	101,65	98,30	99,95	-4,0%
Carbón ICE ARA Q1-19	96,10	86,30	102,30	101,15	95,80	97,35	-5,0%
Carbón ICE ARA CAL-19	94,20	86,23	99,97	98,17	92,24	93,62	-4,0%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>							
Dchos. emisión EUA Dic-2018	16,36	16,02	22,16	21,21	18,90	25,23	-22,9%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	16,70	16,31	22,92	21,81	19,25	25,57	-23,4%

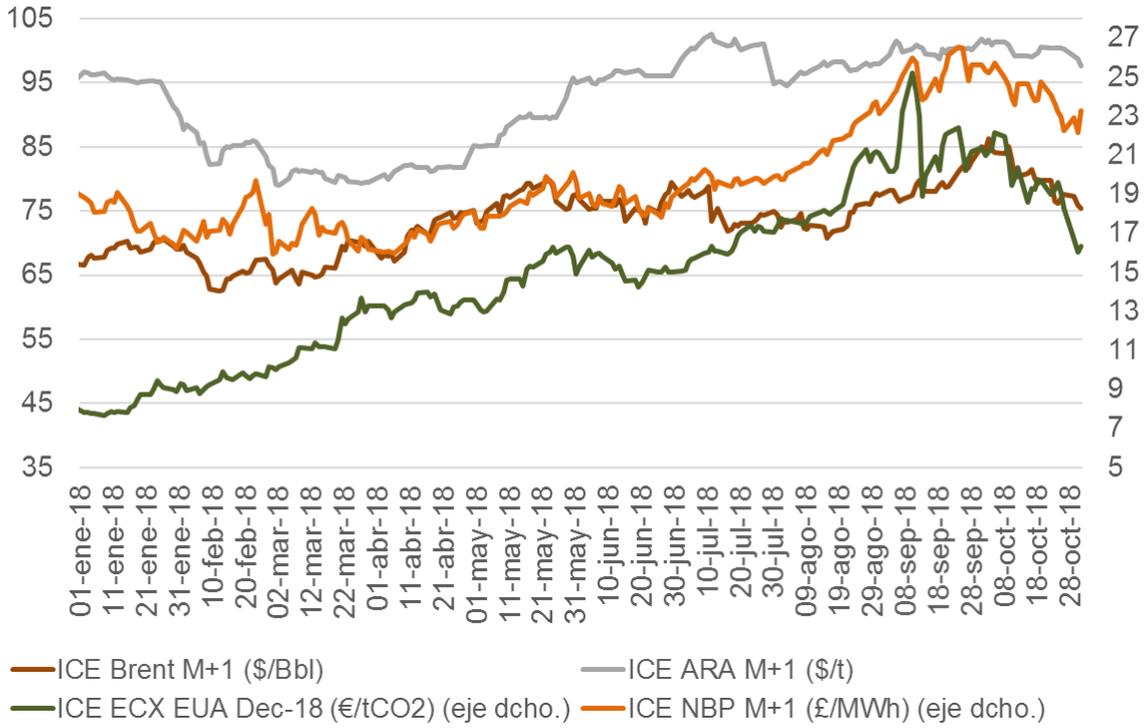
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en Powernext y Reuters.
- Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en ICE.
- Precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en ICE (EUA).

Nota: Cotizaciones de octubre a 31/10/2018 y cotizaciones de septiembre a 28/09/2018.

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

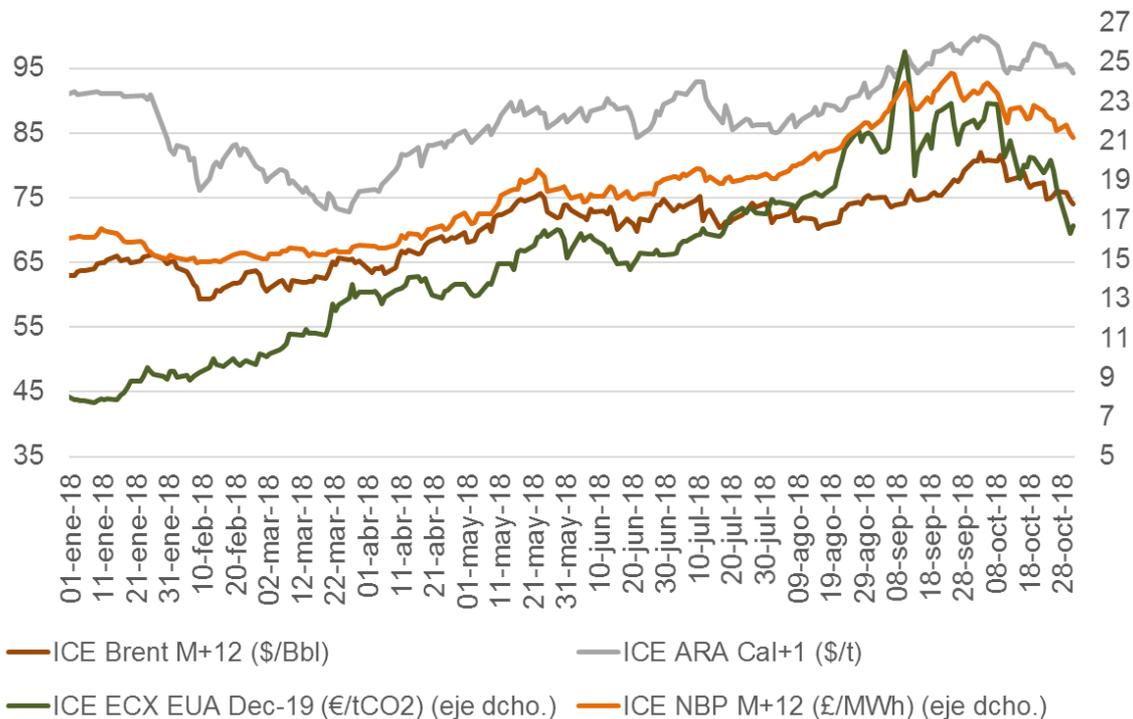
Las tendencias indicadas durante el mes de octubre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

**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 31 de octubre 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 31 de octubre de 2018**



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

Al cierre del mes de octubre de 2018 (31 de octubre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,132 \$/€ frente a 1,158 \$/€ al final del mes anterior. Por su parte, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro, situándose en torno a 0,889 £/€, frente a 0,887 £/€ al final del mes anterior.

En el cambio de tendencia de las cotizaciones de los contratos de crudo estudiados, habrían influido, entre otros factores, el aumento de suministro por parte de Rusia y Arabia Saudí, que estarían compensando el menor volumen de exportaciones de Irán como consecuencia de las sanciones estadounidenses (entre mayo y septiembre dichas exportaciones han pasado de 2,5 de millones de barriles diarios a 1,5 millones de barriles al día). Por otro lado, a finales de mes de octubre se pone de manifiesto cierta debilidad de la economía china, confirmándose las dudas sobre la demanda mundial de crudo.

En el caso de la evolución del gas natural hay que tener en cuenta además un mes de octubre con temperaturas anormalmente altas para la época del año y un nivel considerablemente alto de los almacenamientos de gas natural de los principales hubs europeos (como el caso del TTF holandés).

Al cierre del mes de octubre, 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 ICE ARA se encontraría en “backwardation<sup>39</sup>” desde el mes de noviembre de 2018 (97,55 \$/t) hasta septiembre de 2019 (93,35 \$/t). Para el mes de octubre las previsiones avanzan un ligero repunte del precio del carbón (94,20 \$/t).

Por el contrario, la curva forward del gas natural (NBP) muestra una tendencia ascendente entre noviembre de 2018 y febrero de 2019 (curva en “contango<sup>40</sup>”), descendiendo a partir de dicho mes y hasta el mes de julio de 2019, momento en el que alcanzaría un mínimo de en torno a 19,03 £/MWh, ascendiendo hasta alcanzar en el mes de octubre de 2019 un valor de 20,94 £/MWh.

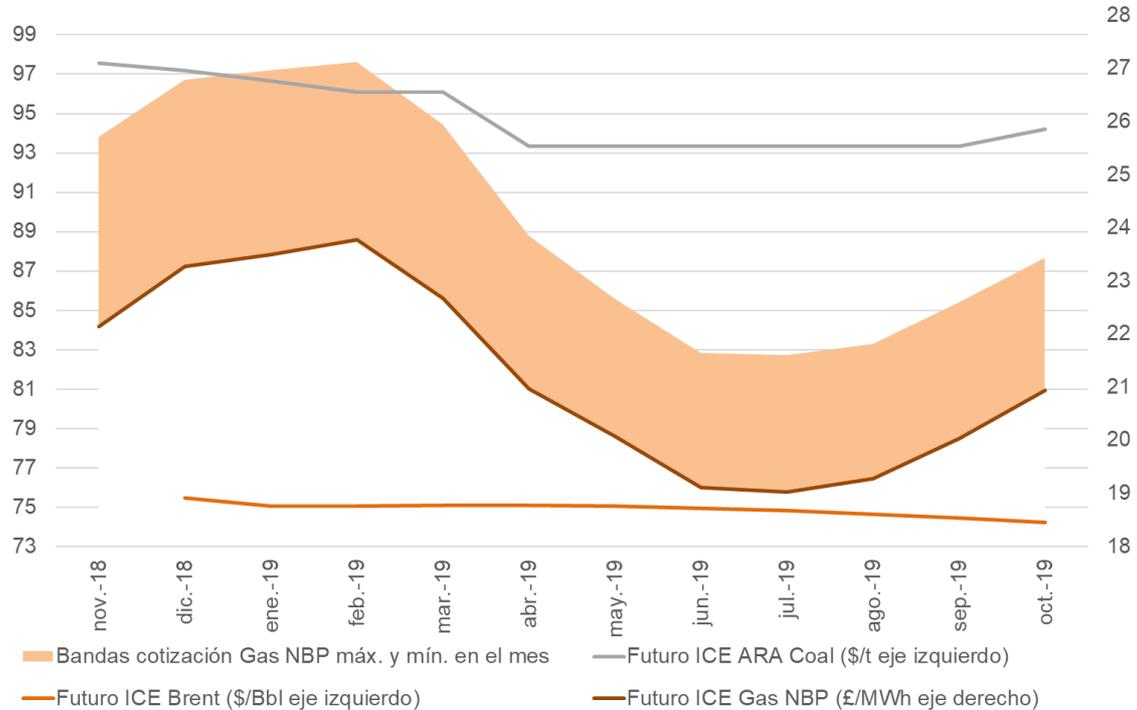
Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de octubre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de octubre en 2,95 €/MWh.

---

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

<sup>40</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 31 de octubre de 2018 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA)**



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

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].**

A 31 de octubre de 2018, el precio spot NBP se situó en 23,85 €/MWh (27,66 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 25,82 €/MWh (28,14 €/MWh en el mes anterior), ampliándose el diferencial entre ambas referencias de precios (al situarse en 1,97 €/MWh frente a 0,48 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 25,93 €/MWh a 30 de octubre de 2018 (28,80 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes ascendió a 23,83 €/MWh (27,73 €/MWh en el mes anterior).

En el gráfico siguiente se muestra, asimismo, la evolución del coste de la materia prima empleado en el cálculo de la tarifa de último recurso (cuyo valor vigente en el cuarto trimestre de 2018 asciende a 27,68 €/MWh, un 22,66% superior a la referencia vigente en el trimestre anterior: 22,58 €/MWh).

**Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives, el volumen total negociado en dicha plataforma en el mes de octubre, ascendió a 420.180 MWh, un 13,9% inferior al volumen negociado el mes anterior, en el que se alcanzó el mayor valor de volumen negociado en MIBGAS Derivatives.

El volumen negociado en octubre se distribuye entre contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (41.850 MWh y un precio medio ponderado de 28,52 €/MWh), contratos trimestrales con entrega a un trimestre vista (292.500 MWh a un precio medio ponderado de 30,06 €/MWh), contratos estacionales con entrega en el siguiente periodo “verano” (20.130 MWh a un precio medio ponderado de 23,98 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (65.700 MWh y un precio medio ponderado de 25,79 €/MWh).

Desde el inicio de la negociación en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a 30 de octubre) en MIBGAS Derivatives se ha situado en 1.195 GWh. En el periodo abril-octubre, 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), contratos con entrega en periodo estival siguiente (S) y en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, entre abril y octubre, se ha concentrado en el contrato con entrega en el trimestre siguiente (51,35% del total negociado), seguido del contrato anual con entrega en 2019 (30,87% del total negociado) y el contrato con entrega a dos meses vista (13,35%).

#### **4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 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]**

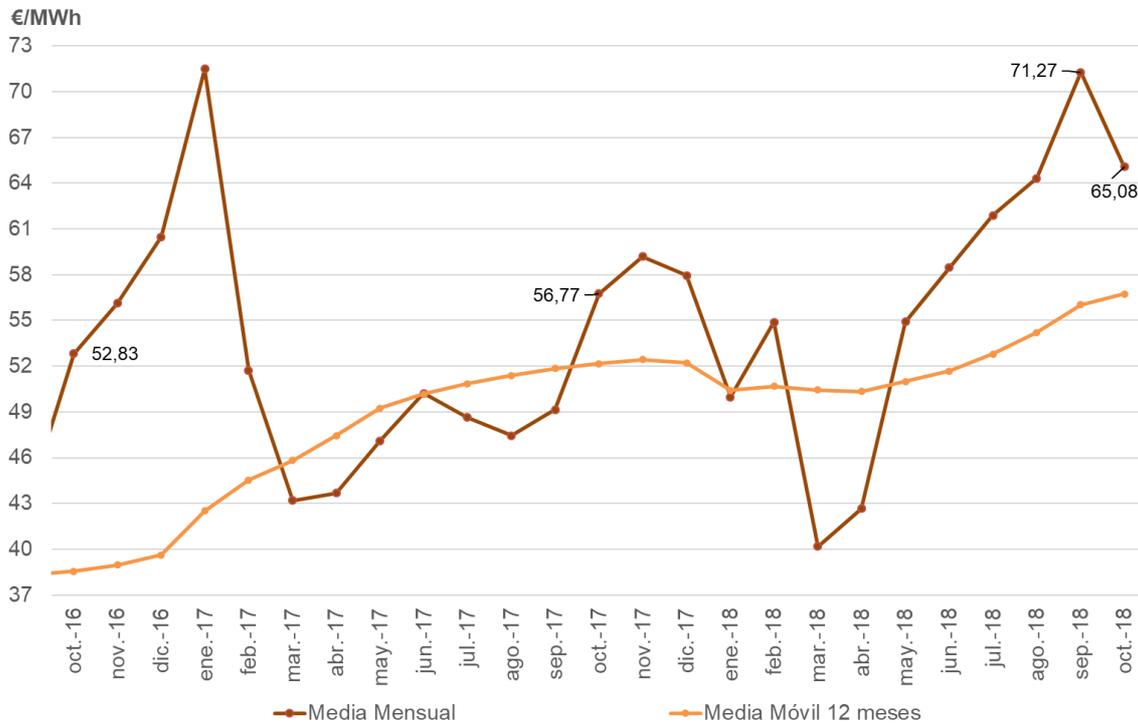
#### **4.5. Análisis de los precios spot en España**

En el Gráfico 27 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre octubre de 2016 y octubre de 2018. En el mes de octubre de 2018 el precio spot medio mensual se situó en 65,08 €/MWh<sup>41</sup>, un 8,7% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (71,27 €/MWh), y un 14,6% superior al precio spot medio registrado en octubre de 2017 (56,77 €/MWh).

---

<sup>41</sup> En octubre de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 65,38 €/MWh. En octubre de 2018 ha existido un precio diferente en 33 horas de un total de 745 horas (4,4% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,3 €/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 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: octubre de 2016 a octubre de 2018**

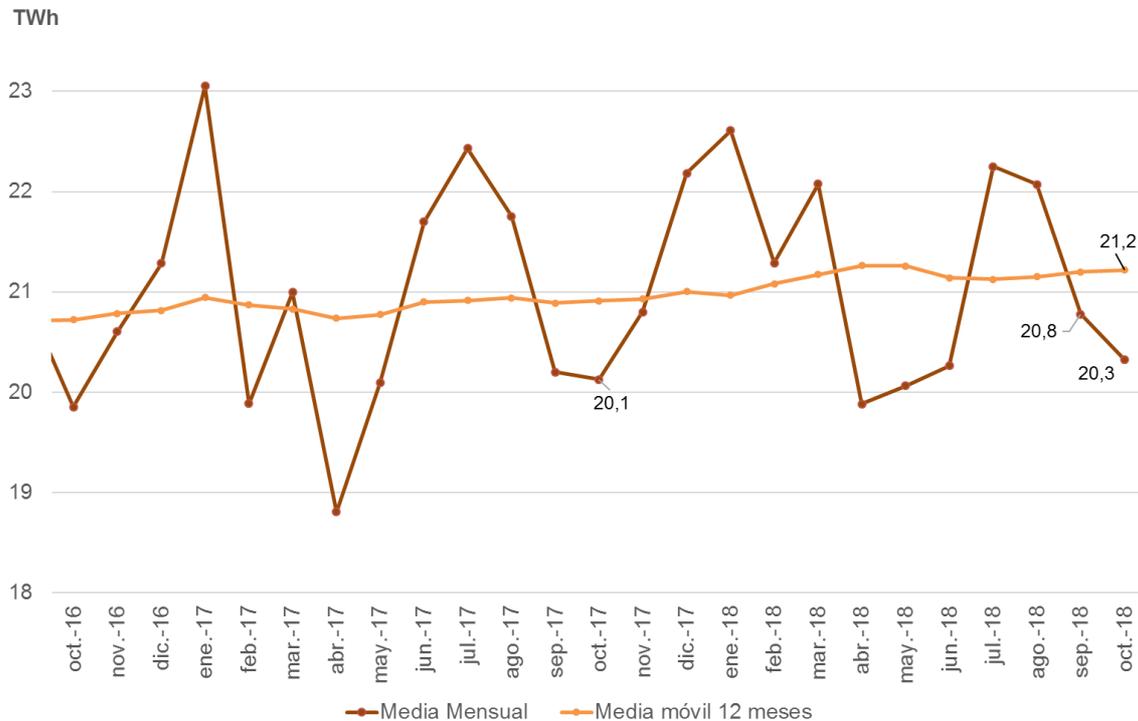


Fuente: OMIE.

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y media móvil anual de la demanda de transporte peninsular.

En el mes de octubre, la demanda se cifró en 20,3 TWh, un 2,2% inferior al valor registrado en el mes anterior (20,8 TWh)<sup>42</sup>, y un 1% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,1 TWh en octubre de 2017). En el mes de octubre de 2018, la demanda fue un 4,2% inferior a la media móvil anual (21,2 TWh).

**Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: octubre de 2016 a octubre 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 septiembre y octubre de 2018, octubre de 2017 y para el conjunto del año 2018.

En octubre de 2018 destacó, por un lado, el incremento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales eólicas (+80,7%); y por el otro, el descenso de la producción a partir de energía solar, tanto en el caso de la energía solar térmica (-41%) como en el caso de la energía solar fotovoltaica (-20,1%).

A pesar del notable incremento de la generación con fuentes de energía renovables (un 35% de la demanda de transporte en octubre de 2018 procede de fuentes renovables, lo que supone un incremento de un 21% respecto al mes de septiembre de 2018), la participación de renovables está por debajo de la media registrada para todo el año 2018 (40,1%).

El descenso del precio de mercado spot en el mes de octubre (-6,20 €/MWh respecto al registrado en septiembre) se debió, entre otras razones, al incremento de la cuota de la energía procedente de fuentes de origen renovable (35% en octubre frente a 28,3% en septiembre).

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

	oct-18	sep-18	oct-17	% Var. oct-18 vs. sep-18	% Var. oct-18 vs. oct-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,68	2,00	0,88	-15,9%	90,8%	30,64	14,5%
Nuclear	5,15	5,01	4,32	2,8%	19,3%	45,14	21,3%
Carbón	3,38	4,13	3,92	-18,2%	-13,7%	28,29	13,4%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	2,53	2,19	3,92	15,6%	-35,4%	20,53	9,7%
Eólica	4,30	2,38	3,13	80,7%	37,4%	40,18	19,0%
Solar fotovoltaica	0,54	0,68	0,64	-20,1%	-14,6%	6,61	3,1%
Solar térmica	0,29	0,50	0,42	-41,0%	-31,1%	4,46	2,1%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,30	0,32	0,32	-7,8%	-6,3%	3,03	1,4%
Cogeneración	2,51	2,37	2,32	6,3%	8,2%	23,95	11,3%
Residuos	0,28	0,27	0,29	3,0%	-5,1%	2,55	1,2%
<b>Total Generación</b>	<b>20,96</b>	<b>19,83</b>	<b>20,15</b>	<b>5,7%</b>	<b>4,0%</b>	<b>205,35</b>	<b>97,0%</b>
Consumo en bombeo	-0,34	-0,07	-0,21	402,9%	61,3%	-2,76	-1,3%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,09	-0,11	-0,09	-16,7%	-3,2%	-1,05	-0,5%
Saldo intercambios	-0,19	1,12	0,28	-116,9%	-167,3%	10,08	4,8%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>20,33</b>	<b>20,78</b>	<b>20,12</b>	<b>-2,2%</b>	<b>1,0%</b>	<b>211,60</b>	<b>100,0%</b>

<sup>(1)</sup> Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

<sup>(2)</sup> Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

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

<sup>(4)</sup> Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE.

