



# **INFORME DE SEGUIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA (MARZO 2019)**

**23 de mayo de 2019**

**IS/DE/003/19**

## 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 igual o superior 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	17
2.4. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	18
3. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	25
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	25
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	26
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	29
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	30
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	36
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub>	37
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-19 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	44
4.5. Análisis de los precios spot en España	44

## 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 igual o superior 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 igual o superior al mes

El precio medio del mercado de contado en el mes de marzo de 2019 volvió a registrar un notable descenso respecto al mes anterior, situándose en 48,82 €/MWh frente a 54,01 €/MWh en el mes de febrero (descenso del 9,6%).

Asimismo, en el mes de marzo, todas las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados mostraron una evolución descendente, registrándose el mayor descenso respecto al mes de febrero<sup>2</sup> en el precio del contrato mensual con liquidación en junio (-9,3% y una cotización de 50,75 €/MWh el 29 de marzo), y en el contrato mensual con liquidación en mayo (-8,9% y una cotización de 49,75 €/MWh el día 29 de marzo). Los menores descensos se registraron en los precios de los contratos anuales con vencimiento en 2020 y 2021, que se redujeron un 1,6% y un 1,7%, respectivamente, y se situaron, a cierre de mes de marzo, en 53,50 €/MWh (YR-20) y 50,50 €/MWh (YR-21).

A 29 de marzo, las cotizaciones más elevadas correspondieron a los contratos trimestrales con vencimiento en el cuarto trimestre de 2019 (58,20 €/MWh) y en el primer trimestre de 2020 (58,35 €/MWh).

---

<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: 29 de marzo frente a 28 de febrero.

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

Contratos	MES DE MARZO DE 2019				MES DE FEBRERO DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. mar-19 vs. feb-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Apr-19	47,50	49,60	46,38	48,17	49,16	51,50	47,95	49,44	-3,4%
FTB M May-19	49,75	55,25	49,50	52,08	54,60	55,50	54,08	54,66	-8,9%
FTB M Jun-19	50,75	56,36	50,35	53,23	55,95	58,95	55,50	56,88	-9,3%
FTB Q2-19	49,67 (*)	53,60	48,75	51,26	53,25	55,25	52,68	53,67	-6,7%
FTB Q3-19	52,30	57,70	52,10	54,59	57,25	58,98	56,20	57,35	-8,6%
FTB Q4-19	58,20	60,75	57,70	59,00	60,50	62,40	59,65	60,90	-3,8%
FTB Q1-20	58,35	60,38	57,80	58,84	59,94	60,52	58,73	59,52	-2,7%
FTB YR-20	53,50	54,75	53,00	53,83	54,35	55,55	53,50	54,52	-1,6%
FTB YR-21	50,50	51,35	50,45	50,86	51,35	52,20	51,25	51,67	-1,7%

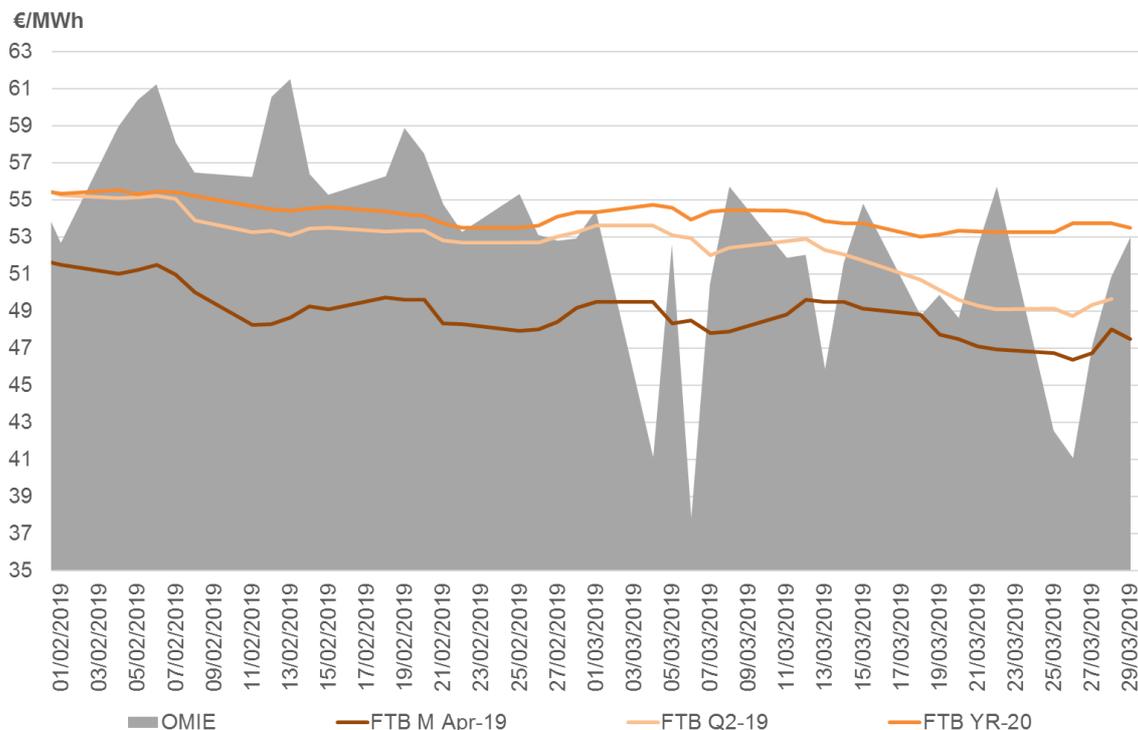
(\*) Cotización a 28/03/2019

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de febrero a 28/02/2019 y últimas cotizaciones de marzo a 29/03/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

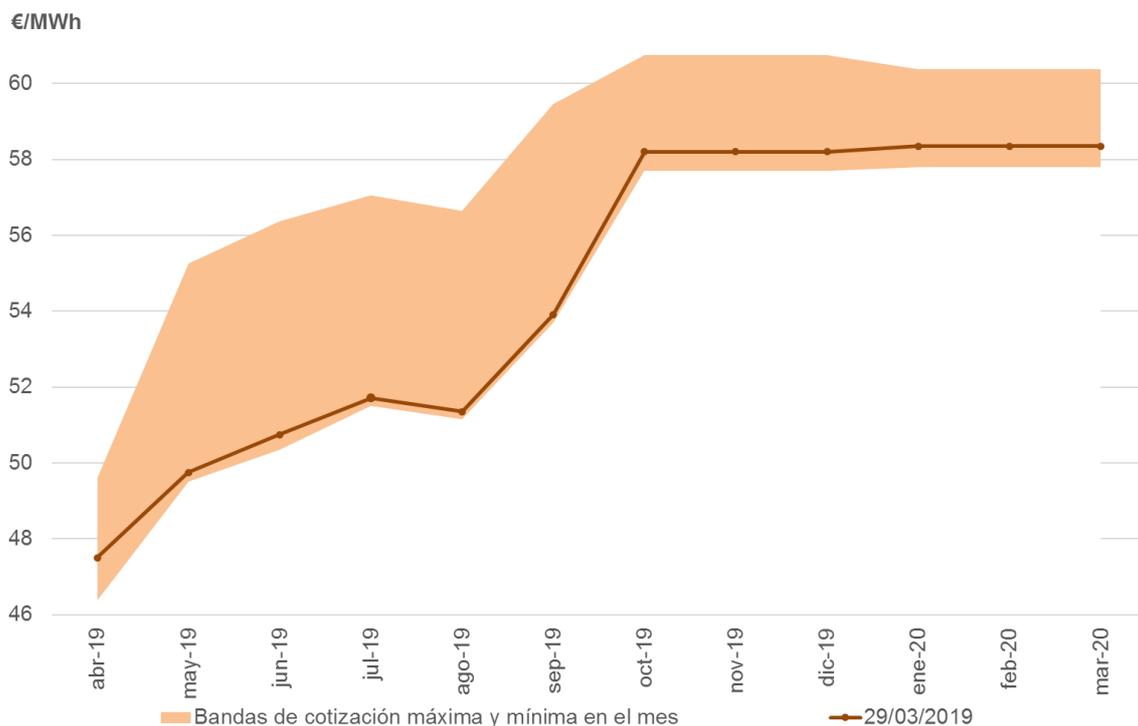
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP. Periodo: 1 de febrero a 29 de marzo de 2019**



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 marzo de 2019. A 29 de marzo, y a excepción del ligero descenso previsto para el mes de agosto de 2019, la curva presenta una clara tendencia ascendente (curva en “contango”<sup>3</sup>) desde el mes de abril hasta el cuarto trimestre de 2019, estabilizándose a partir de ese momento en un nivel de precio de 58,35 €/MWh, previsto para el primer trimestre de 2020.

**Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de marzo de 2019**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de marzo, el precio medio del mercado diario (48,82 €/MWh) fue un 9,6% inferior al registrado en el mes anterior (54,01 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en marzo de 2019 (a 28 de febrero de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 47,95 €/MWh para dicho mes, un 1,8% inferior al precio spot finalmente registrado (48,82 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP<sup>4</sup>, se alcanzaron respectivamente el 10 de septiembre de 2018 (máxima de 66,76 €/MWh) y el 26

<sup>3</sup> Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

<sup>4</sup> Del 1 de septiembre de 2018 al 28 de febrero de 2019.

de febrero de 2019 (mínima de 47,35 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, con un diferencial máximo de cotización del contrato de 19,41 €/MWh.

Cabe destacar que solamente a partir del 22 de febrero de 2019 las cotizaciones del contrato mensual de marzo fueron inferiores al precio medio spot del mes de marzo (48,82 €/MWh). Para el resto del periodo de negociación del contrato, todas las primas de riesgo calculadas ex post<sup>5</sup> de dicho contrato fueron positivas y, por tanto, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con beneficios (pérdidas).

**Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en marzo de 2019 en OMIP vs. precio spot de marzo de 2019. Periodo del 1 de septiembre de 2018 al 28 de febrero de 2019**



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en abril de 2019, con datos a 29 de marzo, anticipa un precio medio del mercado diario de 47,50 €/MWh.

<sup>5</sup> Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en marzo de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en marzo de 2019.

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

En marzo de 2019 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 marzo de 2019 (48,69 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en dicho mes (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 49,29 €/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 marzo de 2019 fue negativa (-0,59 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

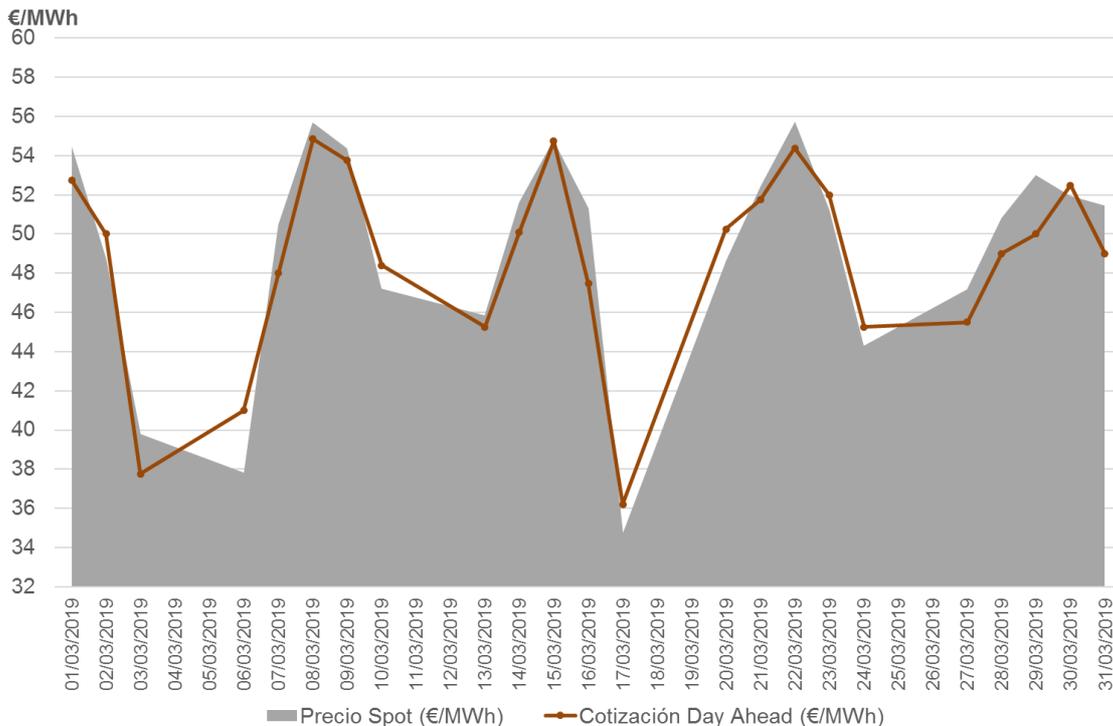
En el mes de marzo de 2019, la máxima prima de riesgo ex post<sup>7</sup> de los contratos *day-ahead* se registró el día 16 (3,82 €/MWh).

---

<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.

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).  
Periodo: marzo de 2019**



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>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.

<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.

## **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 febrero y de marzo de 2019<sup>9</sup>.

En el mes de marzo de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,2 TWh, un 6,12% inferior al volumen negociado el mes anterior (18,3 TWh), y un 74% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9,9 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,2 TWh) representó el 6,7% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en marzo de 2019, frente al 7% de febrero. El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2018 se situó en 11,8 TWh, lo que representó el 7,4% 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 marzo de 2019 (17,2 TWh) representó el 82,5% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,8 TWh<sup>10</sup>), superior al porcentaje (63,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2018 (160,1 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

En el mes de marzo de 2019, 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>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 éstas 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>10</sup> En marzo de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (9,9 TWh) representó el 44,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,1 TWh).

Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX<sup>11</sup>) se situó en 15,6 TWh (un 6,3% inferior al volumen registrado el mes anterior), lo que supone el 97,3% del volumen negociado en los mercados OTC. En el año 2018, el porcentaje de volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs fue del 84,4% del volumen negociado en los 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 marzo 2019	Mes anterior febrero 2019	% Variación	Acumulado 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
<b>OMIP</b>	683	630	8,5%	1.880	6.000	3,5%	3,7%
<b>EEX</b>	474	654	-27,5%	1.775	5.812	3,3%	3,6%
<b>OTC</b>	16.049	17.044	-5,8%	50.212	148.261	93,2%	92,6%
<b>OTC registrado y compensado**:</b>	<b>15.622</b>	<b>16.678</b>	<b>-6,3%</b>	<b>49.281</b>	<b>125.067</b>	<b>91,5%</b>	<b>78,1%</b>
<i>OMIClear</i>	1.581	1.589	-0,5%	5.356	12.076	9,9%	7,5%
<i>BME Clearing</i>	2.577	2.683	-4,0%	6.343	12.343	11,8%	7,7%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	11.464	12.406	-7,6%	37.581	100.648	69,8%	62,9%
<b>Total (OMIP, EEX y OTC)</b>	<b>17.206</b>	<b>18.328</b>	<b>-6,12%</b>	<b>53.867</b>	<b>160.073</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

\*\* El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

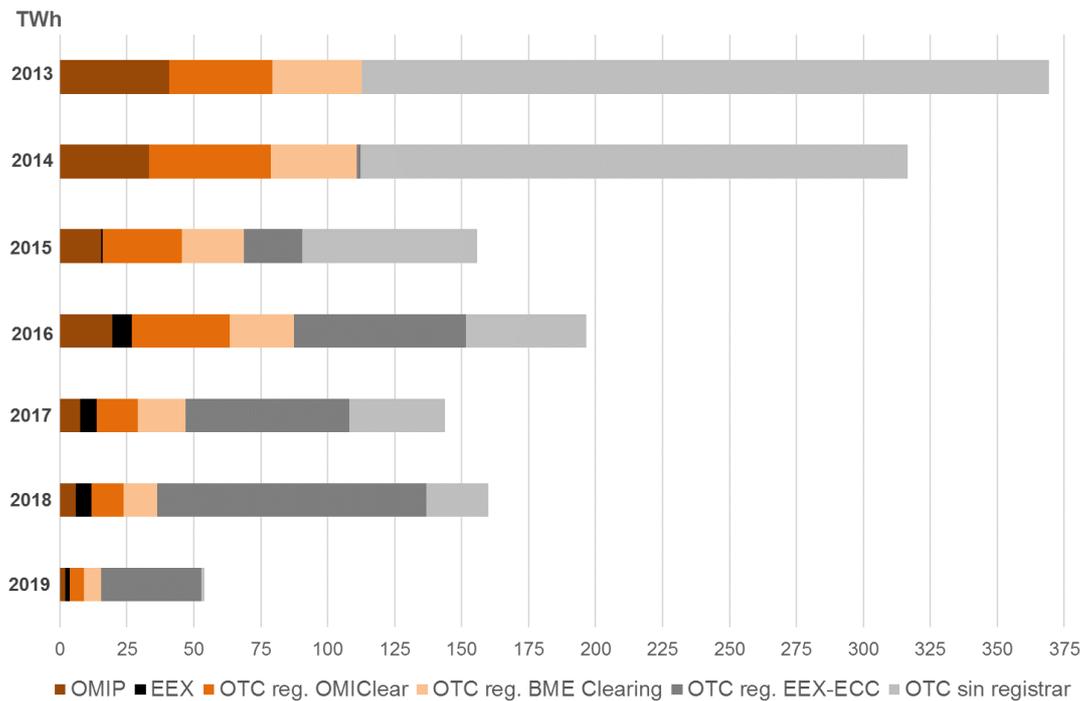
- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo quieren.
- Asimismo, podría incorporar aquellas operaciones registradas que no han sido intermediadas a través de bróker ("bilaterales puras").
- Por otro lado, el volumen registrado en las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado, debido a que en una de las cámaras la cancelación de operaciones se realiza a través del registro de operaciones de signo contrario, por lo que las transacciones canceladas quedarían registradas en esa cámara por duplicado. Adicionalmente, también se registra la posición del agente de intermediación como contraparte cuando este agrega las posiciones de compra o de venta de varios compradores o vendedores, al objeto de satisfacer un volumen de compra o venta elevado para el que inicialmente no había contraparte.

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

<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 mayo 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 2013 hasta el 29 de marzo de 2019, 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.

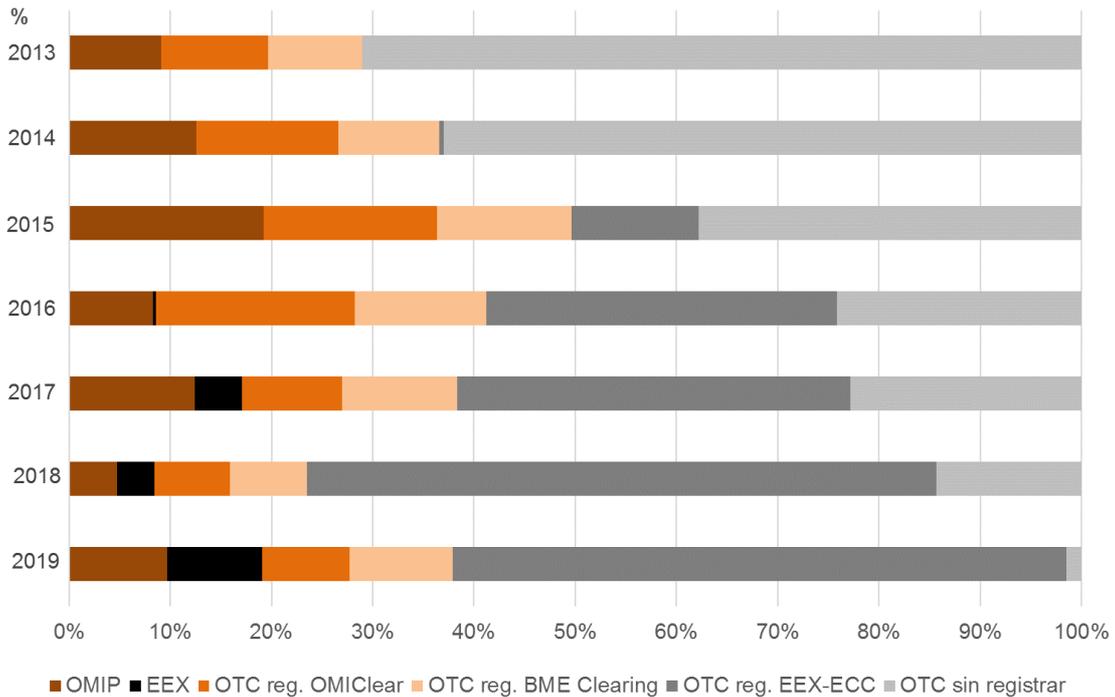
**Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2013 a marzo de 2019**



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. En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 49,3 TWh, lo que representa el 98,1% del volumen negociado en el mercado OTC (50,2 TWh).

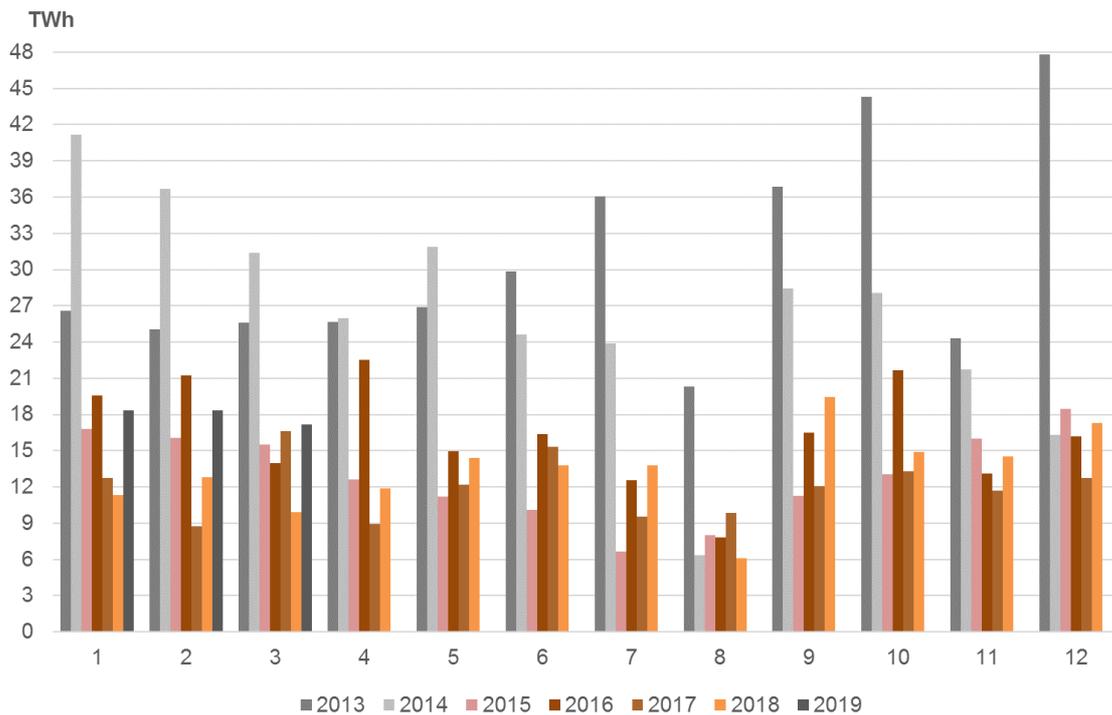
**Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo**  
**Periodo: enero de 2013 a marzo de 2019**



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 2013 hasta marzo de 2019. En el mes de marzo de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 17,2 TWh, un 74% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (9,9 TWh en marzo de 2018).

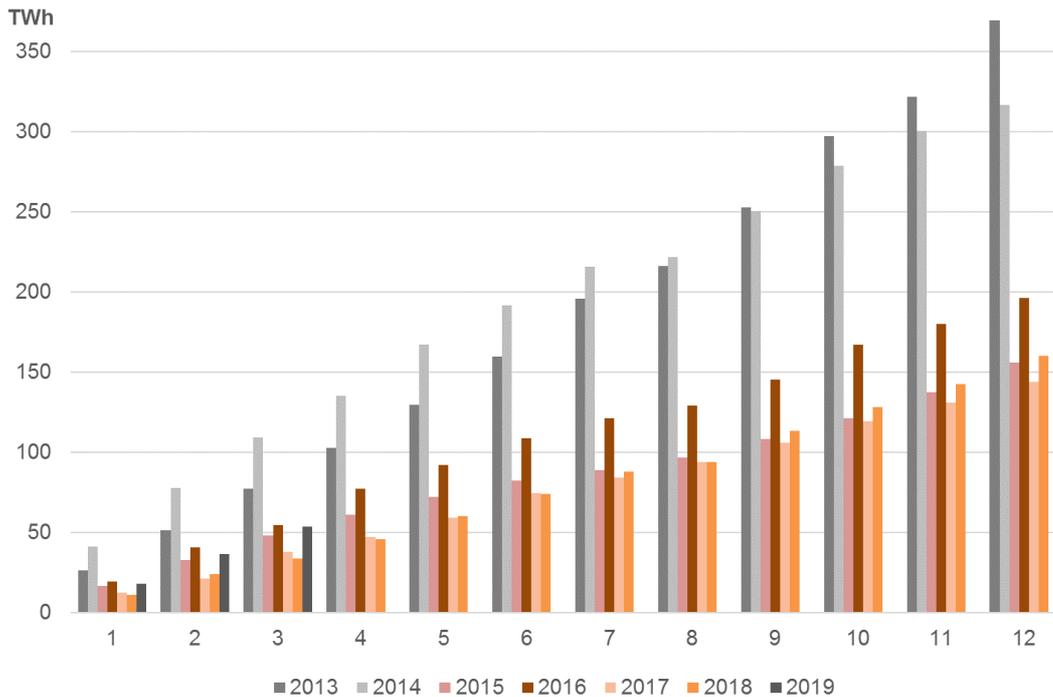
**Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a marzo de 2019**



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.

**Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a marzo de 2019**



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 febrero y de marzo de 2019, 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 marzo de 2017 y marzo de 2019, 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 marzo de 2019 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 91,3% (15,7 TWh), inferior al porcentaje obtenido para el mes de febrero de 2019 (91,8%)<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 8,7% (1,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación ligeramente inferior (8,2%), con un volumen de negociación de 1,5 TWh<sup>13</sup>. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en marzo a 2.025 MW (7,2% de la demanda horaria media de dicho mes, 28.020 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en marzo fue el contrato con liquidación semanal, con el 54% (0,8 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,5 TWh)<sup>14</sup>, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 38% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En marzo de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 58,2% (9,1 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (15,7 TWh)<sup>15</sup>. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 23,9% (3,8 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales (2,8 TWh negociados y el 17,8% del volumen negociado a largo plazo en marzo de 2019), el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2020, cuyo volumen negociado en el mes de marzo ascendió a 2,49 TWh (89,1% 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 0,24 TWh (8,4% de los contratos anuales negociados). En el mes de marzo también se negociaron contratos anuales con liquidación a tres, cuatro, cinco, seis y siete años vista (Cal+3, Cal+4, Cal+5, Cal+6 y Cal+7), negociándose para estos contratos un total de 0,07 TWh en el mes de marzo (2,5% del volumen de contratos anuales negociados).

El volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió en 2018 a 148,3 TWh (92,7% del volumen total negociado en dicho

---

<sup>12</sup> En marzo de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 77,6% (7,7 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

<sup>13</sup> En marzo de 2018, 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 22,4% (2,2 TWh).

<sup>14</sup> En el mes de febrero de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (67,8%; 1 TWh).

<sup>15</sup> En el mes de febrero de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue inferior (48,8%; 8,2 TWh).

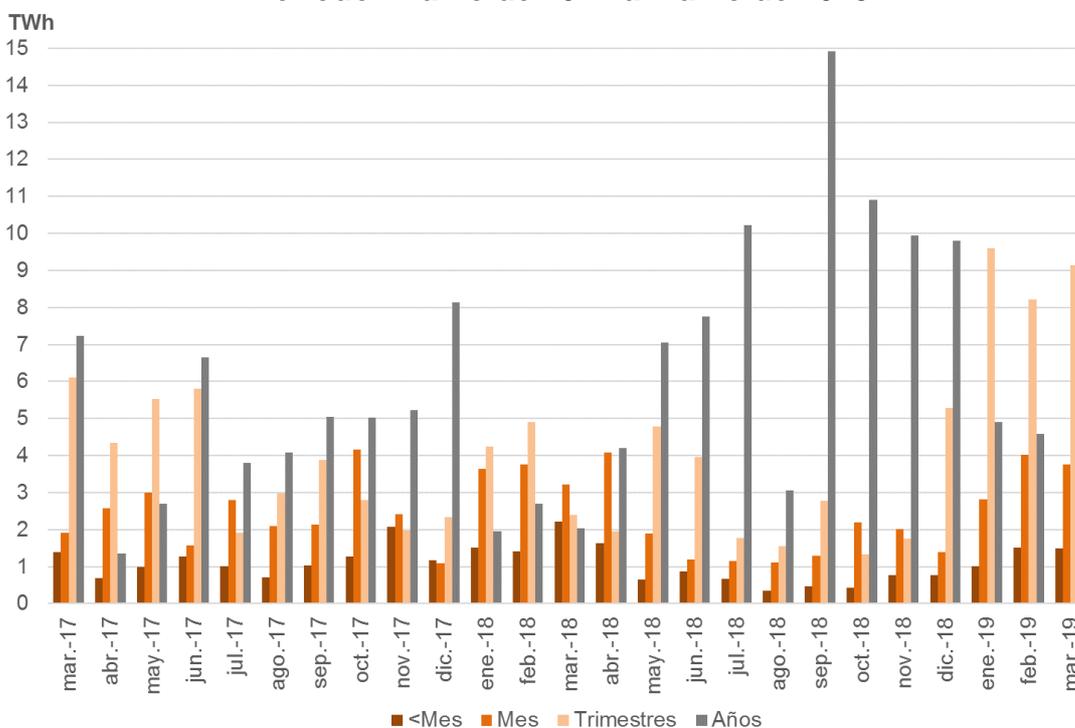
año). Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11,7 TWh en 2018.

**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 marzo-19	Mes anterior febrero-19	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	571	417	37,0%	1.471	36,6%	5.716	48,7%
Fin de semana	120	69	74,2%	304	7,6%	1.265	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	813	1.021	-20,4%	2.246	55,8%	4.764	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
<b>Total Corto Plazo</b>	<b>1.504</b>	<b>1.507</b>	<b>-0,2%</b>	<b>4.021</b>	<b>7,5%</b>	<b>11.748</b>	<b>7,3%</b>
Mensual	3.759	4.013	-6,3%	10.599	21,3%	26.983	18,2%
Trimestral	9.141	8.215	11,3%	26.953	54,1%	36.753	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	9	0,0%
Anual	2.801	4.593	-39,0%	12.294	24,7%	84.581	57,0%
<b>Total Largo Plazo</b>	<b>15.702</b>	<b>16.821</b>	<b>-6,7%</b>	<b>49.846</b>	<b>92,5%</b>	<b>148.326</b>	<b>92,7%</b>
<b>Total</b>	<b>17.206</b>	<b>18.328</b>	<b>-6,1%</b>	<b>53.867</b>	<b>100%</b>	<b>160.074</b>	<b>100%</b>

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

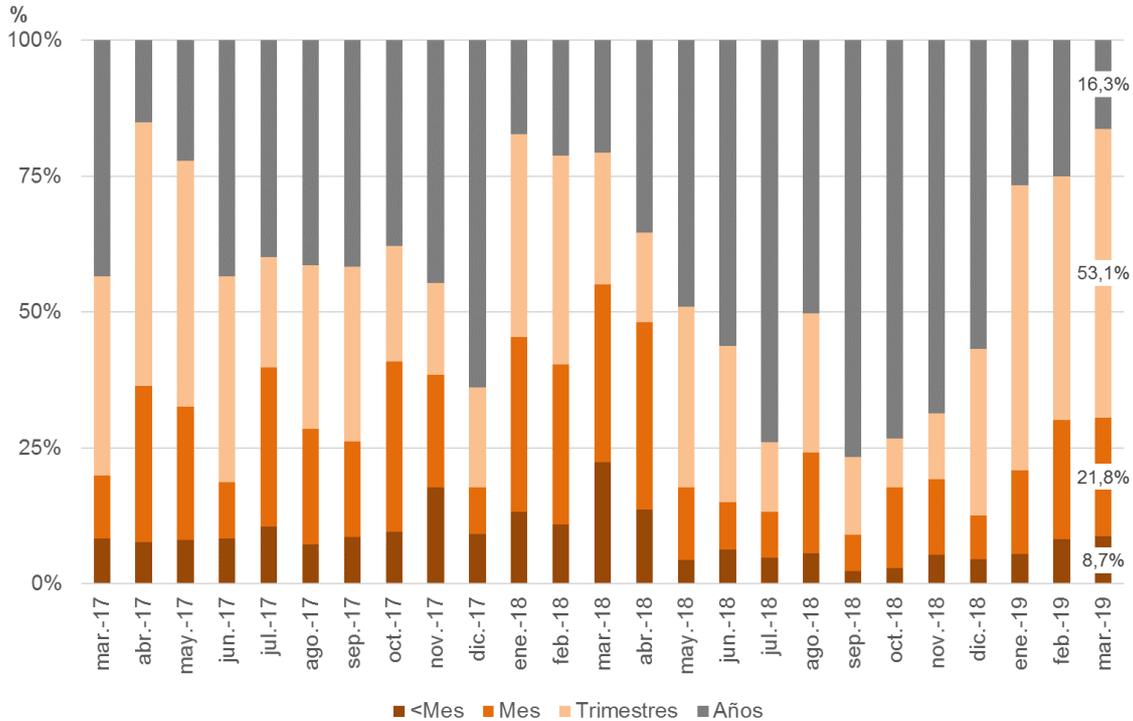
**Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)**  
Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019



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: Igual o superior a 1 año.

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

**Gráfico 10. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)**  
**Periodo: marzo 2017 a marzo 2019**



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: Igual o superior a 1 año.

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

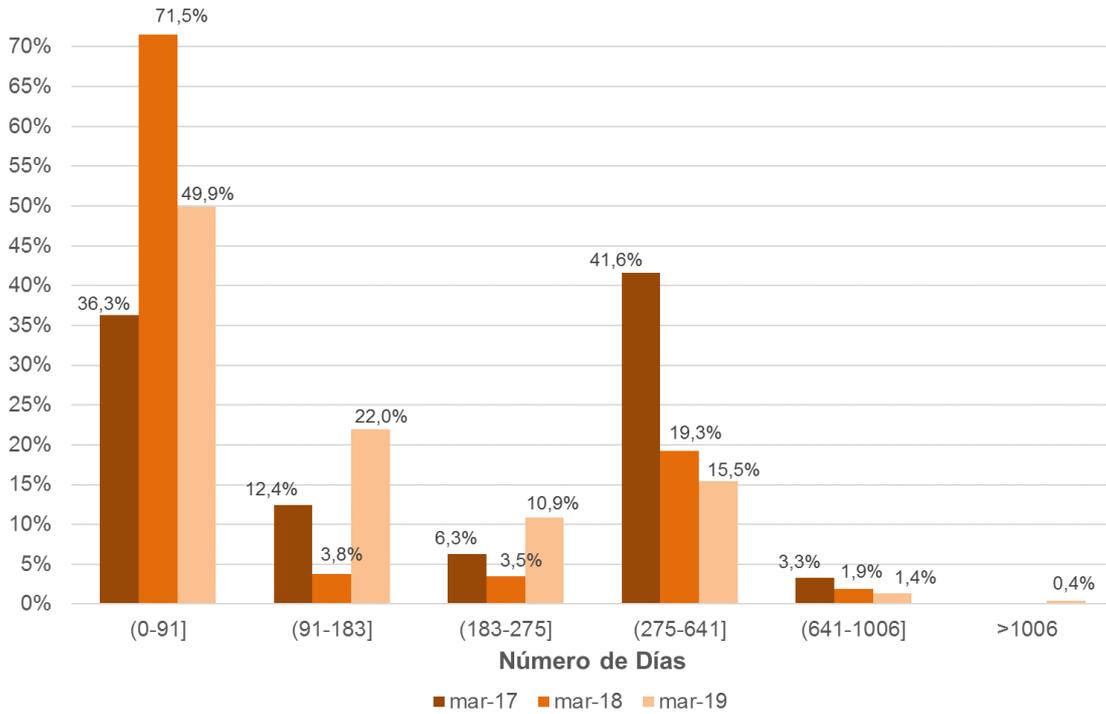
### 2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En marzo de 2019 los contratos cuya liquidación comienza en el segundo trimestre de 2019 (contratos mensuales de abril, mayo y junio y contrato trimestral Q2-19) fueron los que concentraron un mayor volumen de negociación, con el 49,9% del volumen total negociado en el mes de marzo. A continuación se sitúan los contratos que se liquidan en el tercer trimestre de 2019, con el 22% del volumen negociado en marzo y los contratos con liquidación en 2020 (15,5%)(véase Gráfico 11). Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2) alcanzó los 0,24 TWh (1,4% del volumen total negociado en dicho mes), y el volumen de contratos anuales con vencimiento en el año 2022 y posteriores se situó en 0,07 TWh (0,4% del volumen total negociado en dicho mes).

De la comparativa con el mismo mes de 2017 y de 2018, se observa que en marzo de 2019 aumentó la negociación de contratos con liquidación en el tercer y cuarto trimestres, reduciéndose la negociación a uno y dos años vista. Cabe

destacar, respecto al mes de marzo de 2017 y 2018, la aparición de contratos con vencimiento superior a dos años vista.

**Gráfico 11. Volumen negociado en marzo (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 marzo de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en marzo de 2019<sup>16</sup> se situó en torno a 12.535 GWh, un 22% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en febrero de 2019 (10.272 GWh), y un 13,7% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en marzo de 2018 (14.517 GWh).

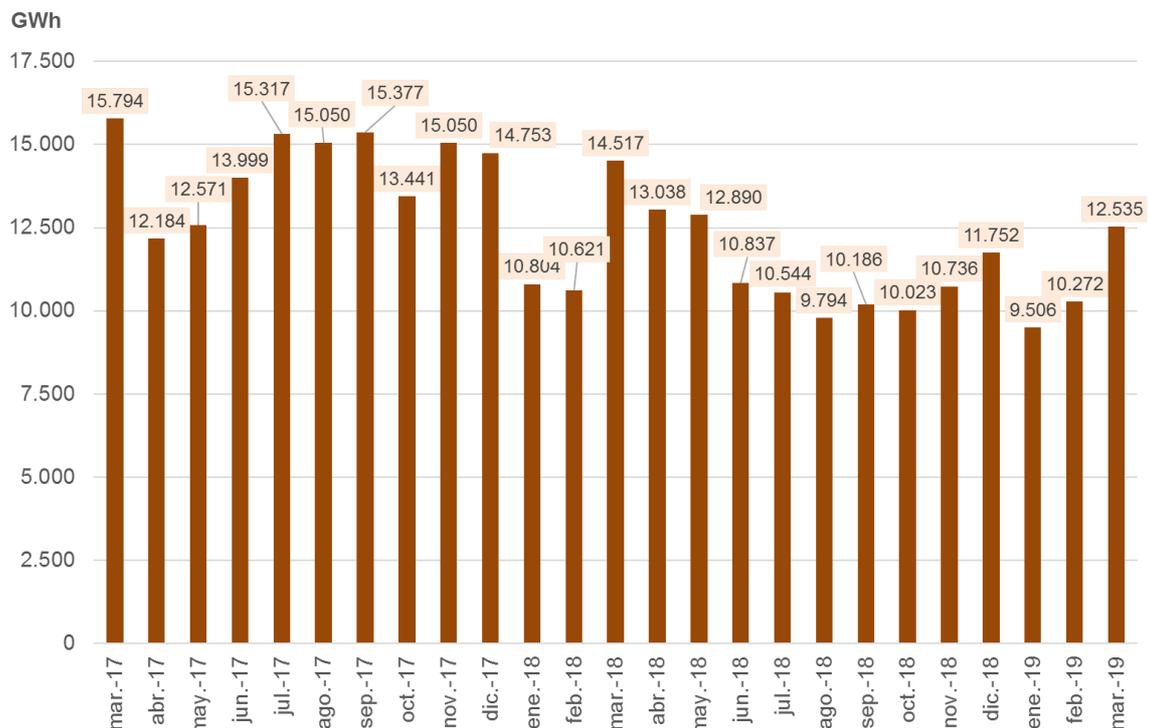
<sup>16</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2019: mensual mar-19, trimestral Q1-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2019, 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 marzo de 2019, el 88% (11.030 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual mar-19, trimestral Q1-19 y anual 2019), mientras que el 12% restante (1.504 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes).

El volumen total de contratos a plazo liquidados en 2018 ascendió a 135,7 TWh. Del volumen total liquidado en 2018, el 91,3% (124 TWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del 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 marzo de 2019 (12.535 GWh) representó el 60,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.847 GWh). El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2018 (135,7 TWh) supuso el 53,5% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (253,7 TWh).

**Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación**  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



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 marzo de 2019 (mensual mar-19, trimestral Q1-19 y anual 2019) se situó en 14.846 MW, un 13,8% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de febrero de 2019 (13.044 MW) y un 10,3% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de marzo de 2018 (16.555 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de marzo de 2019 (14.846 MW) representó el 53% de la demanda horaria media de dicho mes (28.020 MW).

En 2018, el volumen medio de contratación a plazo con liquidación en todos los días de 2018 ascendió a 14.217 MW.

El volumen total negociado en marzo de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes<sup>18</sup> (14.846 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 14.180 MW (95,5% del volumen total). De forma más concreta, el 12,9% (1.921 MW) del volumen total (14.846 MW) se registró en OMIClear<sup>19</sup> (véase Gráfico 14), el 8% (1.186 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 74,6% (11.073 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2018 ascendió al 80,3% del volumen total: el 21,2% se registró en OMIClear, el 12% se registró en BME Clearing y el 47,1% se registró en EEX-ECC.

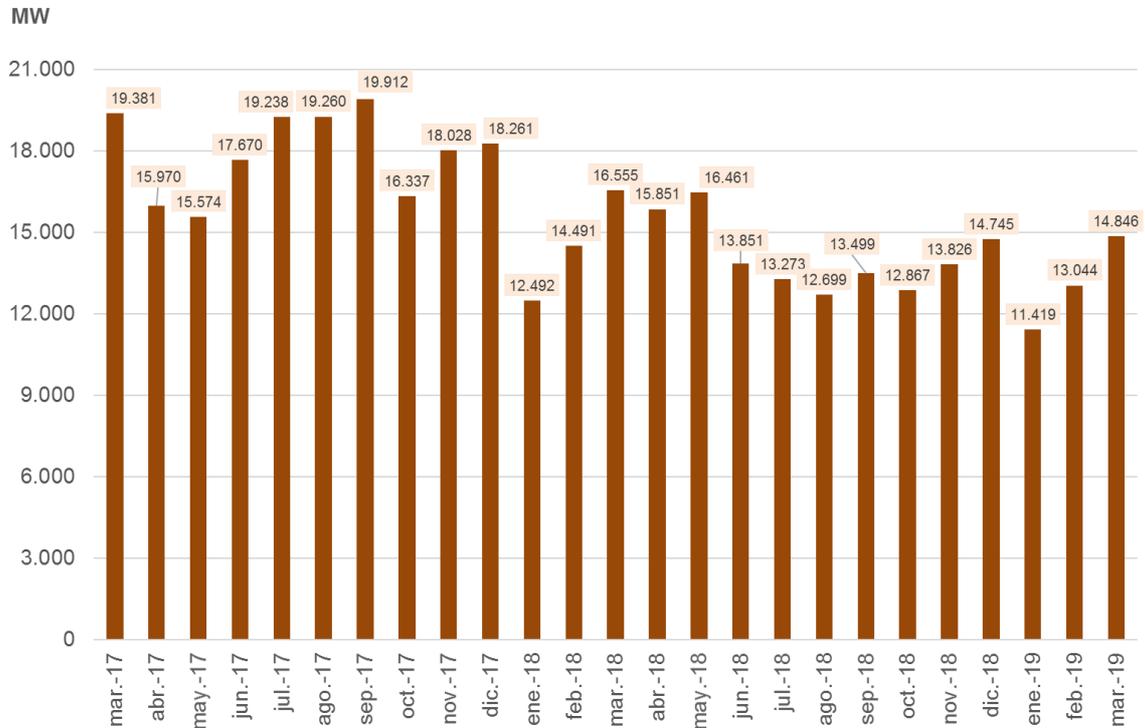
---

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

<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.

**Gráfico 13. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW)  
 por mes de liquidación\***  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



\* 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.

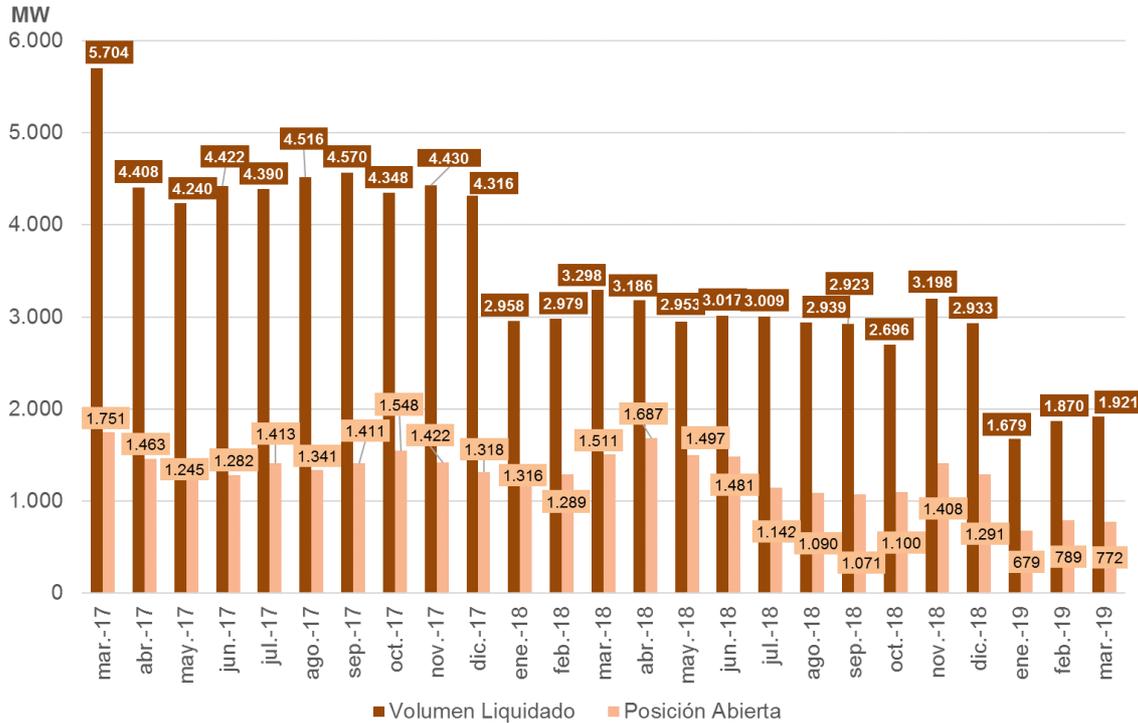
En este sentido, de los 1.921 MW con liquidación en marzo de 2019 que se registraron en OMIClear, el 59,8% (1.149 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 40,2% restante (772 MW) quedaron abiertas<sup>20</sup> (véase Gráfico 14). Por tanto, el 59,8% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores<sup>21</sup> (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en marzo de 2019.

<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.

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2018 ascendió a 1.324 MW, lo que equivale al 44% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2018 (3.007 MW).

**Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>22</sup> (MW)\***  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



\* 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>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 marzo de 2019

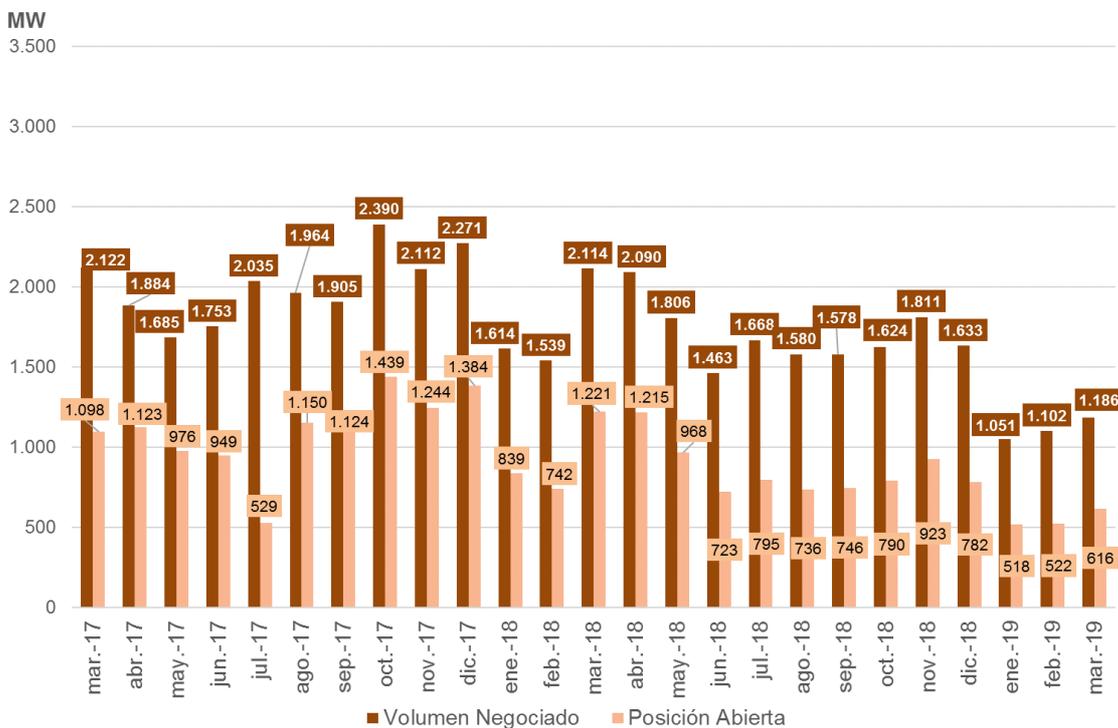
<sup>22</sup> Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, 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>).

(14.846 MW), el 8% (1.186 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 48,1% (570 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 51,9% restante (616 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta con liquidación en 2018 (873 MW) representó el 51,1% del volumen total registrado en BME Clearing (1.710 MW).

**Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>24</sup> (MW)\***  
Periodo: marzo de 2017 a marzo 2019



\* 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-

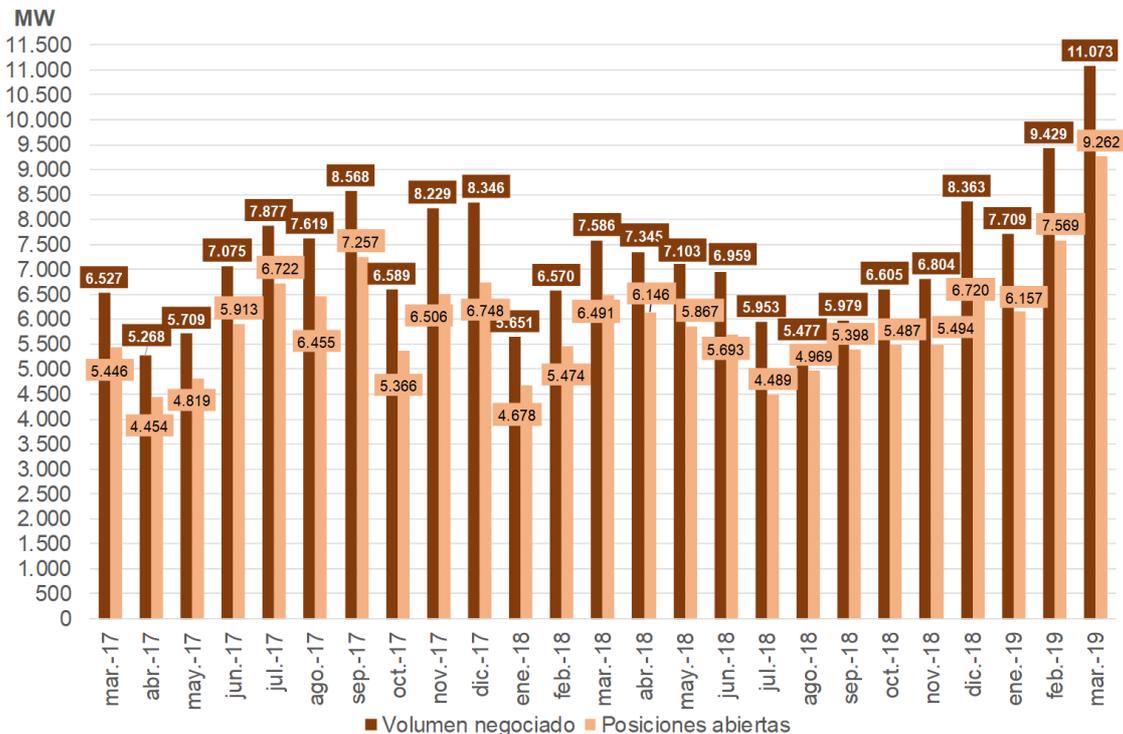
<sup>24</sup> Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en 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.

ECC<sup>25</sup> (volumen diario negociado y posición abierta por tipo de contrato).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en marzo de 2019 (14.846 MW), el 74,6% (11.073 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 16,4% (1.811 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 83,6% restante (9.262 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2018 (5.576 MW) supuso el 83,2% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2018 (6.700 MW).

**Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta<sup>26</sup> (MW)\***  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



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

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

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

<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 OMI Clear 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.

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 subyacente, 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>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**

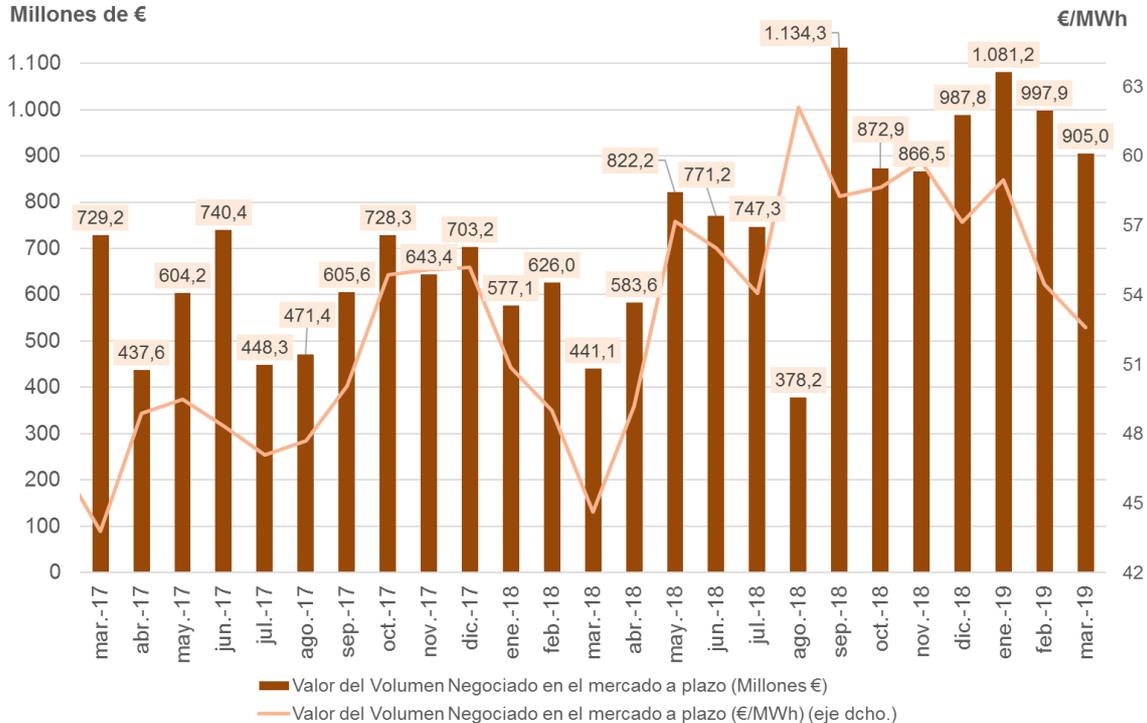
El valor económico del volumen negociado en marzo de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (17,2 TWh) fue de 905 millones de euros, un 9,3% inferior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (997,9 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en marzo de 2019, en dichos mercados, fue 52,6 €/MWh, un 3,4% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (54,45 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (160,1 TWh) fue de 8.808,2 millones de euros. El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2018 en dichos mercados fue 55,03 €/MWh, un 10,2% superior al precio medio del volumen negociado en 2017 (49,94 €/MWh).

---

<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: marzo de 2017 a marzo de 2019**



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 del mercado de contado.

A 31 de marzo de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en marzo de 2019<sup>28</sup> (12.535 GWh), bajo

<sup>28</sup> Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en marzo de 2019: mensual mar-19, trimestral Q1-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en marzo de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 63,5 millones de €<sup>29</sup>; un 13,2% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en febrero de 2019 negociados en dichos mercados (56,1 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en marzo de 2019 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,35 €/MWh, superior en 2,81 €/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 marzo de 2019 (52,54 €/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 marzo de 2019 (mensual mar-19, trimestral Q1-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 56,33 €/MWh, superior en 3,42 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de marzo de 2019 (52,91 €/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 70,75 €/MWh y 41,95 €/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 marzo de 2019, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 48,19 €/MWh, inferior en 1,63 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de marzo de 2019 (49,82 €/MWh).

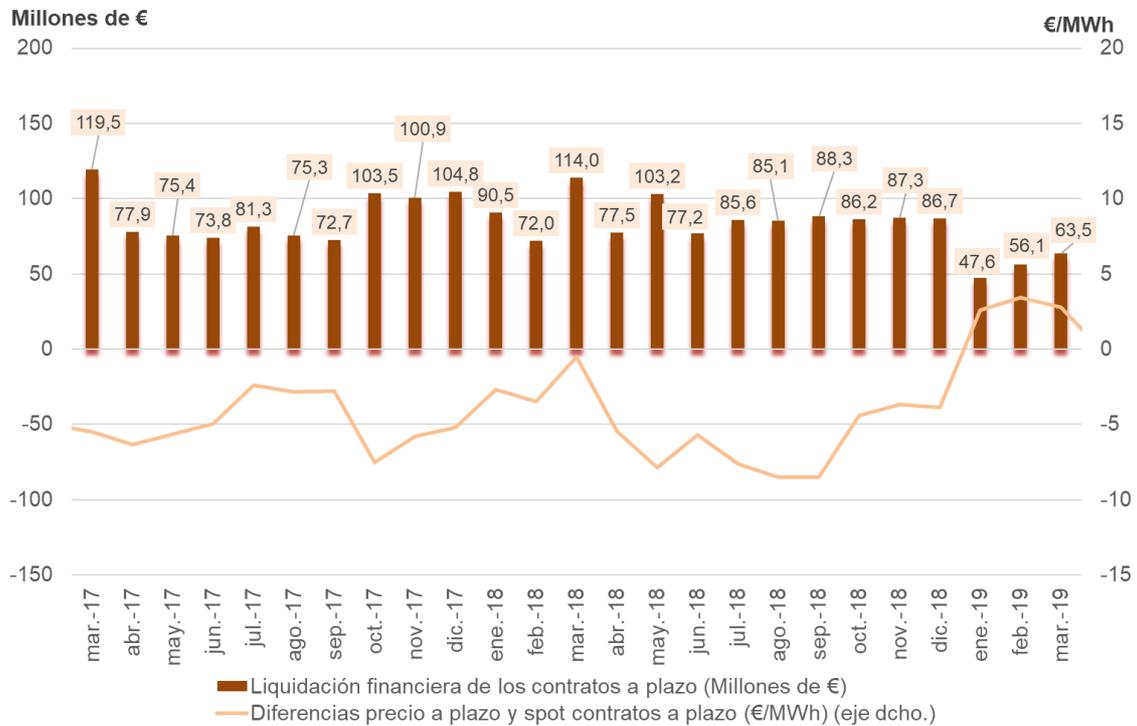
El precio medio de negociación de los contratos liquidados en 2018, ponderado por el volumen liquidado en 2018 (135.743 GWh), ascendió a 51,34 €/MWh, inferior en 5,1 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación en dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 (56,39 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2018 fueron negativas, 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 posiciones vendedoras.

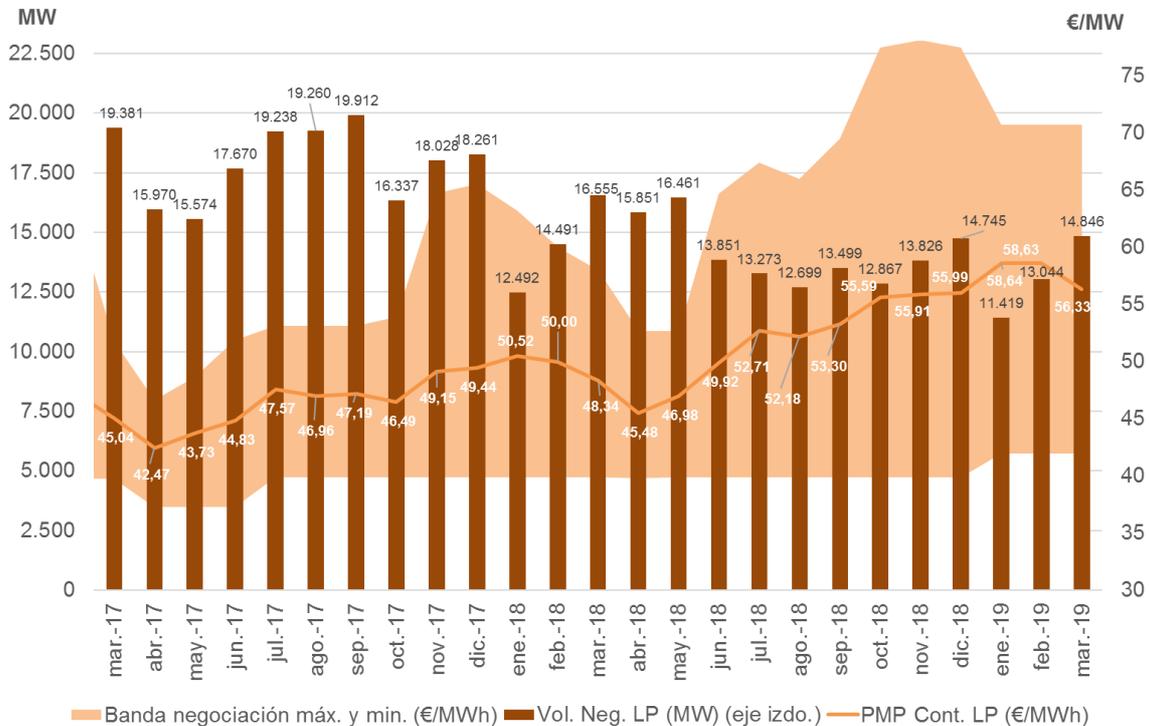
<sup>30</sup> Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de marzo provienen de contratos Q1-19 y anual 2019, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza contra los precios spot desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo de 2019.

**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 31 de marzo de 2019**  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



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: marzo de 2017 a marzo de 2019**



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. En marzo de 2019, en un contexto bajista de los precios medios de los mercados diarios en Alemania y en Francia (-28,5% y -27,4%, respectivamente), descendieron todas las cotizaciones de los contratos a plazo analizados con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia respecto al mes de febrero de 2019. Dicha tendencia bajista fue más acusada que la observada en las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacente español.

Los mayores descensos se registraron en los precios de los contratos mensuales con vencimiento en abril y mayo de 2019 y en los contratos trimestrales con vencimiento más próximo (Q2-19 y Q3-19). Las cotizaciones del contrato mensual may-19 con subyacente alemán y del contrato mensual abr-19 con subyacente francés (los contratos que más descendieron respecto a febrero de 2019) se redujeron en un 14% y un 14,1%, respectivamente. Por su parte, las cotizaciones de los contratos trimestrales Q3-19, con subyacente alemán y francés, registraron descensos próximos al 13%.

En este contexto descendente de precios, a cierre de mes de marzo, todas las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados con subyacente español fueron superiores a las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacente francés o alemán.

A 29 de marzo de 2019, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2020 en el mercado español descendió a 53,50 €/MWh (-1,6% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (45,98 €/MWh; -3,7%), y por encima de la cotización del contrato equivalente en Francia (49,43 €/MWh; -3,6%), incrementándose el spread entre el precio de dicho contrato con subyacente español y las cotizaciones de los contratos equivalentes con subyacente alemán (+0,90 €/MWh) y francés (+0,97 €/MWh).

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

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	marzo-19	febrero-19	% Variación mar. vs. feb.	marzo-19	febrero-19	% Variación mar. vs. feb.	marzo-19	febrero-19	% Variación mar. vs. feb.
abr.-19	47,50	49,16	-3,4%	35,90	40,90	-12,2%	36,56	42,57	-14,1%
may.-19	49,75	54,60	-8,9%	36,87	42,85	-14,0%	36,17	41,78	-13,4%
Q2-19	49,67 (*)	53,25	-6,7%	38,15 (**)	42,96	-11,2%	37,87 (**)	42,94	-11,8%
Q3-19	52,30	57,25	-8,6%	40,80	46,78	-12,8%	41,51	47,52	-12,6%
Q4-19	58,20	60,50	-3,8%	47,86	52,12	-8,2%	57,58	61,33	-6,1%
YR-20	53,50	54,35	-1,6%	45,98	47,73	-3,7%	49,43	51,25	-3,6%

(\*) Cotización a 27/03/2019

(\*\*) Cotizaciones a 27/03/2019

Nota: últimas cotizaciones de febrero a 28/02/2019 y últimas cotizaciones de marzo a 29/03/2019.  
Nota: con anterioridad al 1/11/2018, el subyacente alemán hacía referencia a la zona común de precios entre Austria y Alemania. A partir de dicha fecha, se consideran dos zonas de precio independientes, por lo que las cotizaciones incluidas en el cuadro 4 para el mercado alemán, se refieren a productos con subyacente exclusivamente el precio spot de la electricidad en Alemania.

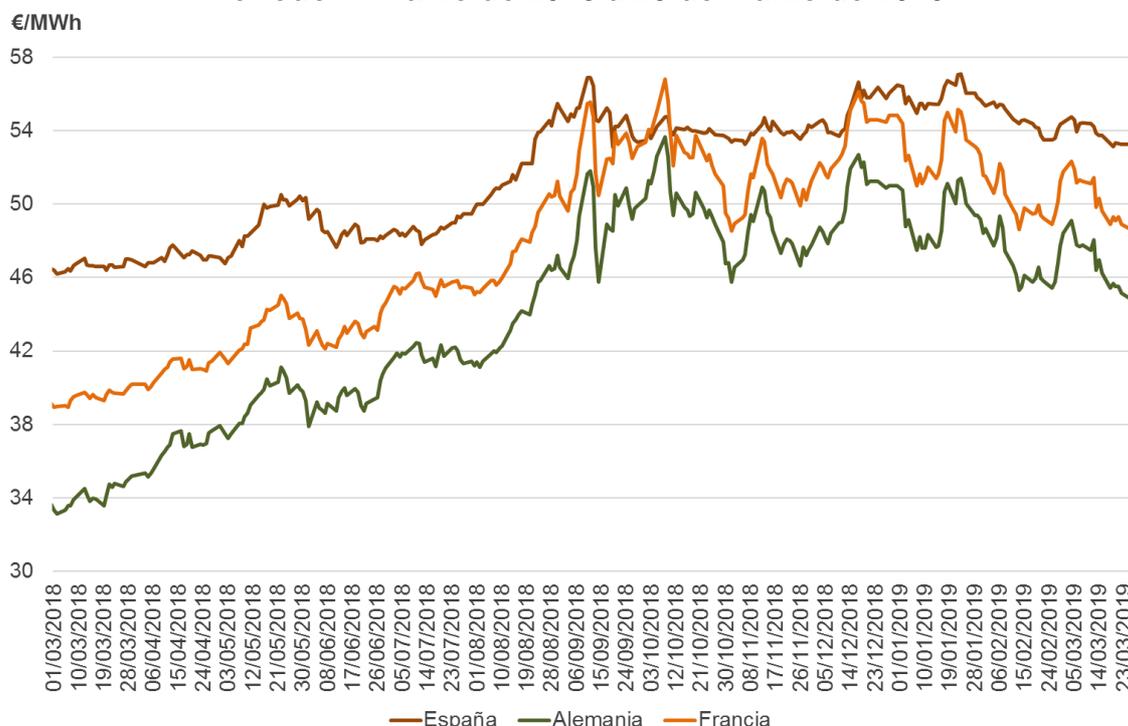
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 marzo de 2018 a 29 de marzo de 2019**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 marzo de 2018 a 29 de marzo de 2019**



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de marzo de 2019 el precio medio del mercado diario español (48,82 €/MWh) se redujo un 9,6% respecto al mes anterior, en línea, si bien de forma menos acusada, con la evolución del precio medio del mercado diario en Alemania y en Francia, que registraron descensos del 28,5% (30,63 €/MWh) y del 27,4% (33,86 €/MWh), respectivamente.

El spread del precio medio del mercado diario entre España y Francia se incrementó en 7 €/MWh respecto a febrero de 2019.

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

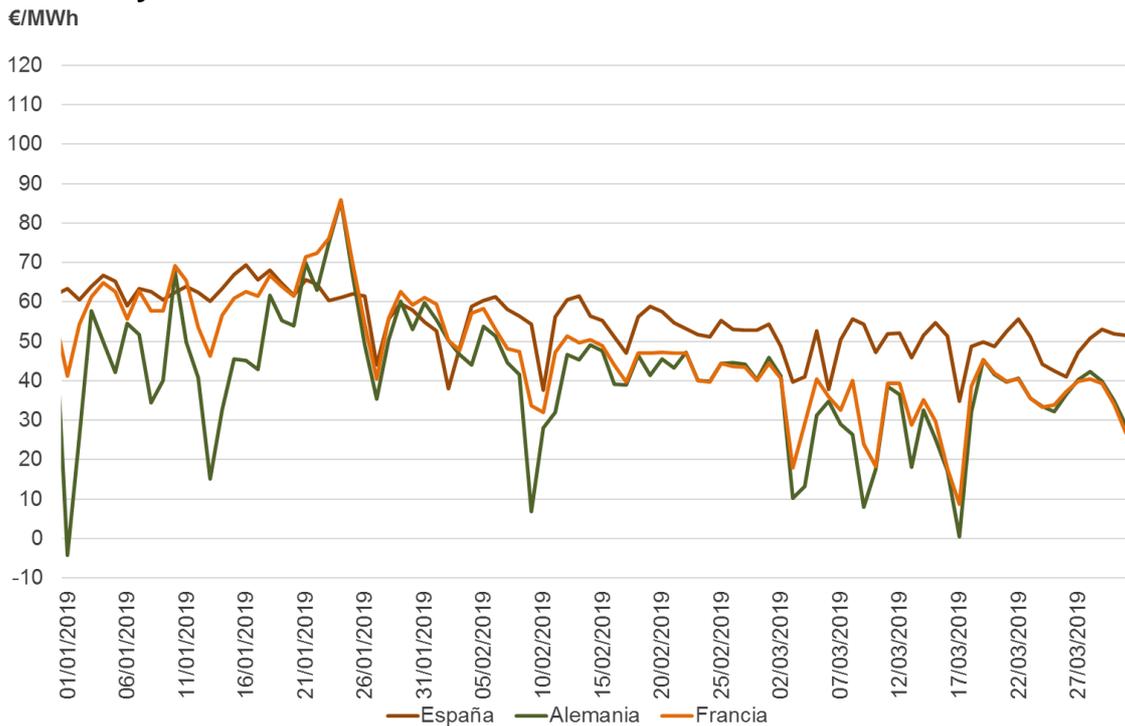
Precios medios	marzo-19	febrero-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	48,82	54,01	-9,6%
Alemania	30,63	42,82	-28,5%
Francia	33,86	46,62	-27,4%

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

En el Gráfico 22 se refleja la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de marzo de 2019, el precio medio diario más bajo se contabilizó el día 17 en el mercado alemán (0,43 €/MWh), mientras

que el precio medio diario más alto se registró el día 22 en el mercado español (55,73 €/MWh). En el mes de marzo de 2019 se redujo el acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés (pasó de un acoplamiento en el 15% de las horas del mes de febrero a un acoplamiento en el 7% de las horas del mes de marzo de 2019).

**Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de enero de 2019 a 31 de marzo de 2019**



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>31</sup> y en EEX-ECC<sup>32</sup>, por mes de negociación. El volumen negociado en marzo de 2019 de contratos financieros

<sup>31</sup> Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

<sup>32</sup> Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes 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 marzo de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (224.532 GWh en Alemania y 18.894 GWh en Francia), fueron equivalentes a 14,3 y 1,2 veces, respectivamente, el volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (15.702 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

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>33</sup>, registrados en ambas cámaras, ascendió a 224.532 GWh, un 7,3% inferior al volumen negociado en el mes anterior (242.314 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 18.894 GWh, un 1,5% inferior al volumen negociado el mes anterior (19.180 GWh).

Para el conjunto del año 2018, el volumen negociado de contratos con liquidación mayor o igual al mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria ascendió a 1.928 TWh (358% de la demanda eléctrica alemana en 2018: 538,4 TWh).

En el caso del volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes, el volumen negociado en 2018 ascendió a 287 TWh (60% de la demanda eléctrica francesa en 2018: 478,7 TWh).

---

<sup>33</sup> Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre 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 noviembre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que están constituidas como dos zonas de precios y el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de noviembre de 2018 con subyacente EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria es función de los precios spot alemán y austriaco resultantes a partir de entonces (en particular, el precio spot alemán representa un 90% frente a un 10% del precio spot austriaco).

**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: marzo de 2017 a marzo de 2019**

	España	Alemania	Francia
Mes de negociación	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
mar-17	15.255	212.206	18.236
abr-17	8.270	161.841	12.492
may-17	11.228	166.993	18.419
jun-17	14.044	109.919	16.655
jul-17	8.516	94.721	14.411
ago-17	9.163	101.209	20.288
sep-17	11.058	160.695	33.754
oct-17	12.003	146.843	35.900
nov-17	9.608	149.751	34.623
dic-17	11.574	133.022	23.504
ene-18	9.833	142.937	20.329
feb-18	11.373	163.356	22.335
mar-18	7.672	136.061	21.408
abr-18	10.237	127.065	17.705
may-18	13.739	168.521	17.982
jun-18	12.905	129.326	20.958
jul-18	13.152	124.627	16.523
ago-18	5.743	146.726	23.108
sep-18	19.006	226.794	36.383
oct-18	14.446	194.609	32.235
nov-18	13.720	215.528	30.857
dic-18	16.502	152.727	27.443
ene-19	17.324	216.228	16.452
feb-19	16.821	242.314	19.180
mar-19	15.702	224.532	18.894

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>34</sup> con liquidación en los meses de marzo de 2017 a marzo de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de marzo de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español fue negativa (-0,87 €/MWh), mientras que en los mercados alemán y francés registró valores positivos (7,91 €/MWh y 8,06 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en marzo de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 66,76 €/MWh y 47,35 €/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 48,82 €/MWh) ascendieron a 17,94 €/MWh y a -1,47 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en marzo de 2019 ascendieron a 57,85 €/MWh y a 30,47 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 30,63 €/MWh) se situaron en 27,22 €/MWh y -0,16 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en marzo de 2019 ascendieron a 68,01 €/MWh y a 33,82 €/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 33,86 €/MWh), se situaron en 34,15 €/MWh y -0,04 €/MWh, respectivamente.

En 2018, las primas de riesgo ex post en promedio en el mercado español, alemán y francés, calculadas a partir de la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales, registraron valores positivos (+0,47 €/MWh, +1,42 y +2,08 €/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>34</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 marzo de 2017 a marzo de 2019, 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
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
nov-18	62,30	61,97	0,33	57,09	56,68	0,41	66,35	67,80	-1,45
dic-18	60,95	61,81	-0,86	51,05	48,13	2,92	61,24	54,90	6,34
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06

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 marzo de 2019, de forma similar al mes de febrero, sólo las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de petróleo Brent presentaron una tendencia alcista respecto al mes anterior. Así, a 29 de marzo, las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de gas natural analizados (NBP, PVB-MIBGAS y PEG), los precios a plazo del carbón ICE ARA, y las cotizaciones de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, disminuyeron respecto al valor registrado a cierre del mes de febrero (28/02/2019).

A 29 de marzo de 2019, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y a doce meses vista aumentaron, respecto al mes anterior, un 4,5%, un 3,6% y un 0,2%, respectivamente. El precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de marzo, en 67,99 \$/Bbl, 68,39 \$/Bbl y 65,47 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso de los contratos de gas natural, al igual que en el mes anterior, todas las cotizaciones de los contratos analizados, tanto spot como a plazo,

descendieron. El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) se redujo un 20,9%, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el segundo, tercer y cuarto trimestres de 2019 (contratos Q2-19, Q3-19 y Q4-19), disminuyeron un 19,4%, un 18,9% y un 13,4%, respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q2-19, Q3-19 y Q4-19, se situaron a cierre del mes en 12,06 £/MWh, 12,09 £/MWh (28/03/2019), 12,76 £/MWh y 16,57 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, el precio spot del gas natural en España (MIBGAS<sup>35</sup>) disminuyó en marzo un 6,5%, situándose al cierre del mes de marzo (31 de marzo) en 17,73 €/MWh. A 29 de marzo, el precio spot del gas natural en MIBGAS (15,67 €/MWh) fue un 9% superior al precio del contrato spot de gas natural en Francia (PEG), que cerró el mes en 14,38 €/MWh. El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, disminuyó un 20,4%, situándose a cierre del mes en 15,40 €/MWh<sup>36</sup>.

En relación al mes de febrero, las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón ICE ARA con entrega en abril de 2019, en el segundo trimestre de 2019 (Q2-19) y en el año 2020 (CAL-20) mostraron, asimismo, un comportamiento descendente (-18,3%, -16,7% y -10,8%, respectivamente), alcanzando a cierre de mes un valor de 61,95 \$/t, 63,80 \$/t y 72 \$/t, respectivamente.

Por último, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> también disminuyó en el mes de marzo, situándose el día 29 en 21,54 €/t CO<sub>2</sub> (-0,7%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019, y en 21,86 €/t CO<sub>2</sub> (-1%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2020.

---

<sup>35</sup> Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

<sup>36</sup> El 1 de noviembre 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 Mar.-19: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Feb.2019: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	29-mar-19	Mín.	Máx.	28-feb-19	Mín.	Máx.	
<b>Crudo Brent \$/Bbl</b>	<b>29-mar-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>28-feb-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Mar. vs Feb.</b>
Brent Spot	67,99	63,51	68,22	65,07	60,97	67,07	4,5%
Brent entrega a un mes	68,39	65,07	68,50	66,03	61,51	67,12	3,6%
Brent entrega a doce meses	65,47	64,27	66,43	65,35	61,02	65,93	0,2%
<b>Gas natural Europa</b>	<b>29-mar-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>28-feb-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Mar. vs Feb.</b>
<b>NBP en £/MWh</b>							
Gas NBP Spot	12,06	12,06	14,95	15,26	14,93	17,52	-20,9%
Gas NBP entrega Q2-19	12,09 (*)	11,91	14,71	15,01	14,59	16,43	-19,4%
Gas NBP entrega Q3-19	12,76	12,75	15,50	15,72	15,20	16,55	-18,9%
Gas NBP entrega Q4-19	16,57	16,28	19,04	19,13	18,76	19,71	-13,4%
<b>MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh</b>							
MIBGAS Spot	17,73 (**)	15,67	20,43	18,97	18,97	23,52	-6,5%
PVB-ES a un mes	15,40	15,40	19,28	19,35	18,60	21,40	-20,4%
PEG Spot	14,38	14,28	17,50	17,75	17,08	19,73	-19,0%
<b>Carbón ICE ARA API2 \$/t</b>	<b>29-mar-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>28-feb-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Mar. vs Feb.</b>
Carbón ICE ARA Abr-19	61,95	72,90	75,55	75,80	71,85	79,50	-18,3%
Carbón ICE ARA Q2-19	63,80	73,55	76,43	76,63	73,00	80,00	-16,7%
Carbón ICE ARA CAL-20	72,00	77,20	81,35	80,75	76,15	83,10	-10,8%
<b>CO<sub>2</sub> ICE EUA €/t<sub>CO2</sub></b>	<b>29-mar-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>28-feb-19</b>	<b>Mín.</b>	<b>Máx.</b>	<b>Mar. vs Feb.</b>
Dchos. emisión EUA Dic-2019	21,54	20,67	23,27	21,69	18,80	23,70	-0,7%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	21,86	21,00	23,68	22,07	19,20	24,12	-1,0%

(\*) Cotización a 28/03/2019

(\*\*) Cotización a 31/03/2019

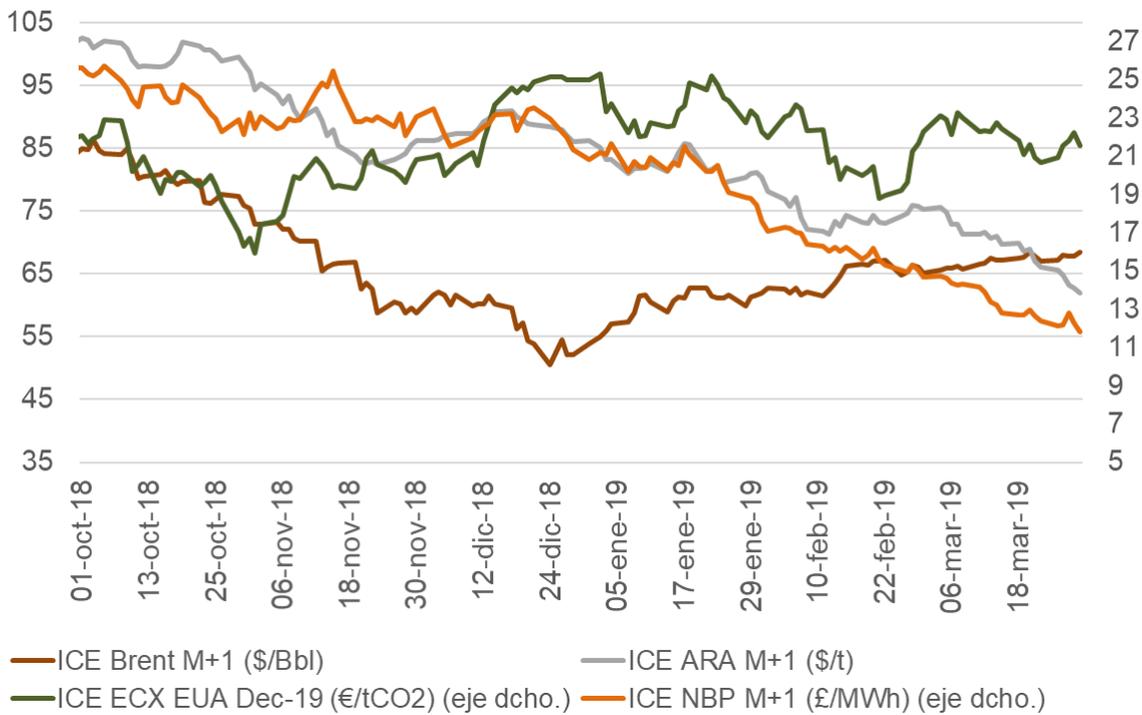
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 febrero a 28/02/2019 y últimas cotizaciones de marzo a 29/03/2019.

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

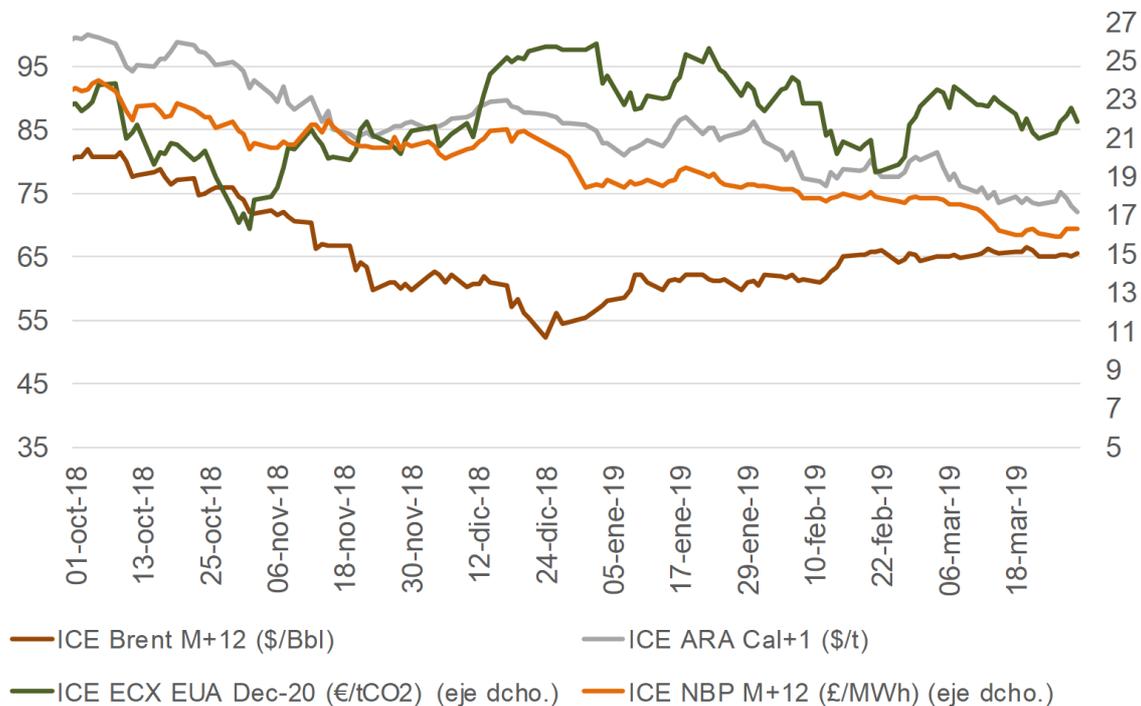
Las tendencias indicadas durante el mes de marzo se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

**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 octubre de 2018 a 29 de marzo de 2019**



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 octubre de 2018 a 29 de marzo de 2019**



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

Al cierre del mes de marzo de 2019 (29 de marzo), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,124 \$/€ frente a 1,142 \$/€ al final del mes anterior. Por su parte, el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro se situó a 29 de marzo en torno a 0,858 £/€, prácticamente el mismo valor observado a cierre del mes de febrero.

La evolución del precio del crudo de petróleo Brent sigue marcada por las medidas para la reducción de la producción que fueron acordadas, en diciembre de 2018, tanto por los países de la OPEP como por países no miembros de la OPEP. El precio del petróleo se incrementó en el primer trimestre de 2019 un 26% en el mercado spot, y un 25%, 21% y 16% en los contratos con entrega a un mes, tres meses y doce meses vista, respectivamente. Las previsiones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía en el mes de marzo mantienen el incremento de la demanda de crudo de petróleo para 2019 en 1,4 millones de barriles por día.

Por su parte, las reservas de gas natural, aunque descendieron en Europa en el mes de marzo en un 6% (situándose al 40,7% de su capacidad: 434,9 TWh), se mantienen en el doble de los niveles de almacenamiento registrados hace un año (202,4 TWh).

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

En relación a la evolución de la curva a plazo de los combustibles (véase Gráfico 25), al cierre del mes de marzo, de forma similar al comportamiento registrado el mes anterior, la curva forward del Brent anticipa una tendencia descendente de esta referencia de petróleo, que pasaría de 68,39 \$/Bbl en el mes de mayo de 2019 a 65,63 \$/Bbl en marzo de 2020.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 29 de marzo, mostraba una tendencia alcista en todo el horizonte temporal considerado, pasando de una cotización prevista para el mes de abril de 2019 de 61,95 \$/t a una cotización de 72 \$/t prevista para el mes de marzo de 2020.

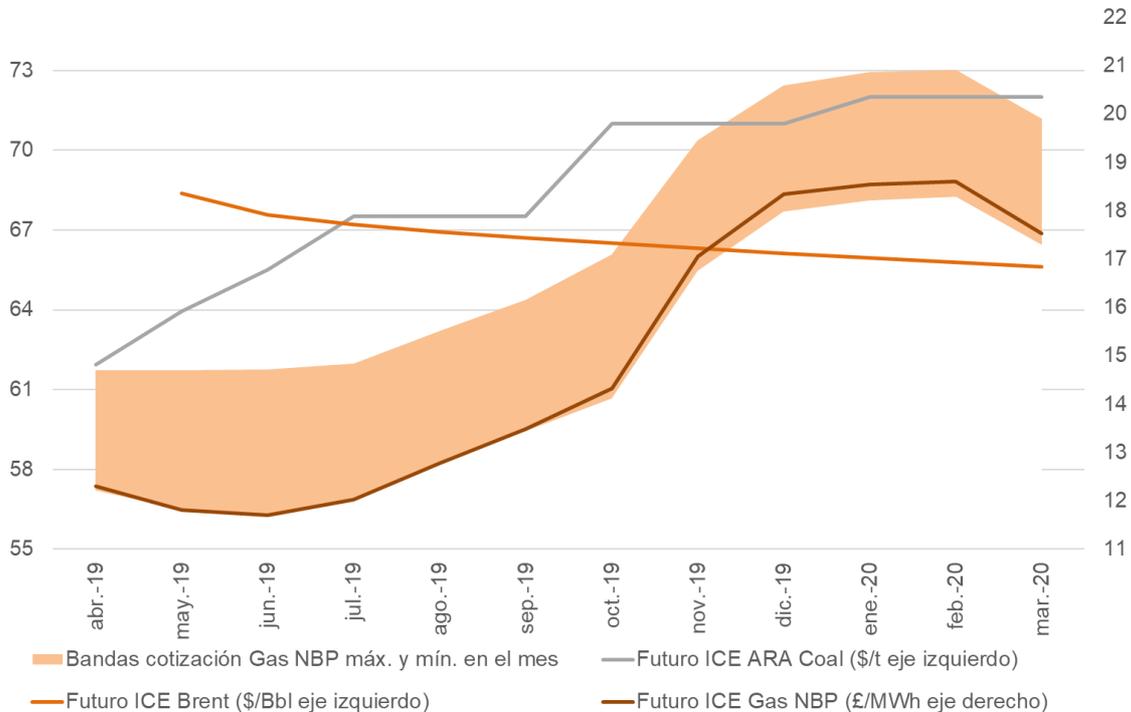
La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de marzo, registró un ligero descenso entre los meses de abril (12,30 £/MWh) y junio (11,71 £/MWh), para mostrar después una tendencia claramente ascendente (curva en “contango<sup>37</sup>”), alcanzando una cotización máxima de 18,60 £/MWh en el mes de febrero de 2020, y reduciéndose posteriormente hasta 17,54 £/MWh en marzo.

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 marzo. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifró, en promedio, para el mes de marzo en 2,73 £/MWh.

---

<sup>37</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 29 de marzo de 2019 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)**



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

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

A 29 de marzo de 2019, el precio spot NBP se situó en 14,06 €/MWh (17,77 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 15,67 €/MWh (18,97 €/MWh en el mes anterior), incrementándose el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 1,61 €/MWh, frente a 1,20 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 15,40 €/MWh a 29 de marzo de 2019 (19,35 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (29 de marzo) ascendió a 14,38 €/MWh (17,75 €/MWh en el mes anterior).

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso, el valor vigente para el primer trimestre de 2019 fue 24,69 €/MWh (un 10,78% inferior a la referencia vigente en el trimestre anterior: 27,68 €/MWh).

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

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives, el volumen negociado en dicha plataforma se situó en 251.370 MWh, lo que supuso un ascenso de un 17,5% respecto al volumen negociado en febrero de 2019 (214.020MWh), negociándose hasta seis tipologías de contratos distintas. El contrato más negociado fue el contrato mensual con entrega a dos meses vista,

con el 37,5% del volumen total negociado en marzo (94.240 MWh negociados a un precio medio ponderado de 17,27 €/MWh), seguido del contrato trimestral con entrega en el siguiente trimestre, con el 25,3% del volumen total negociado (63.700 MWh negociados a un precio medio ponderado de 18,17 €/MWh). Para el conjunto de 2019, el contrato más negociado sigue siendo el contrato mensual con entrega a dos meses vista, con el 58,4% del volumen total negociado en 2019, que, a 31 de marzo, ascendió a 771.360 MWh.

El volumen total negociado en 2018 en MIBGAS Derivatives se situó en 1.998 GWh, distribuido en 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 el periodo estival siguiente (S) y contrato con entrega en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, en 2018, se concentró en el contrato anual con entrega en 2019 (38,9% del total negociado), seguido del contrato con entrega en el trimestre siguiente (32% del total negociado) y del contrato con entrega a dos meses vista (23,8%).

#### **4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-19 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)**

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

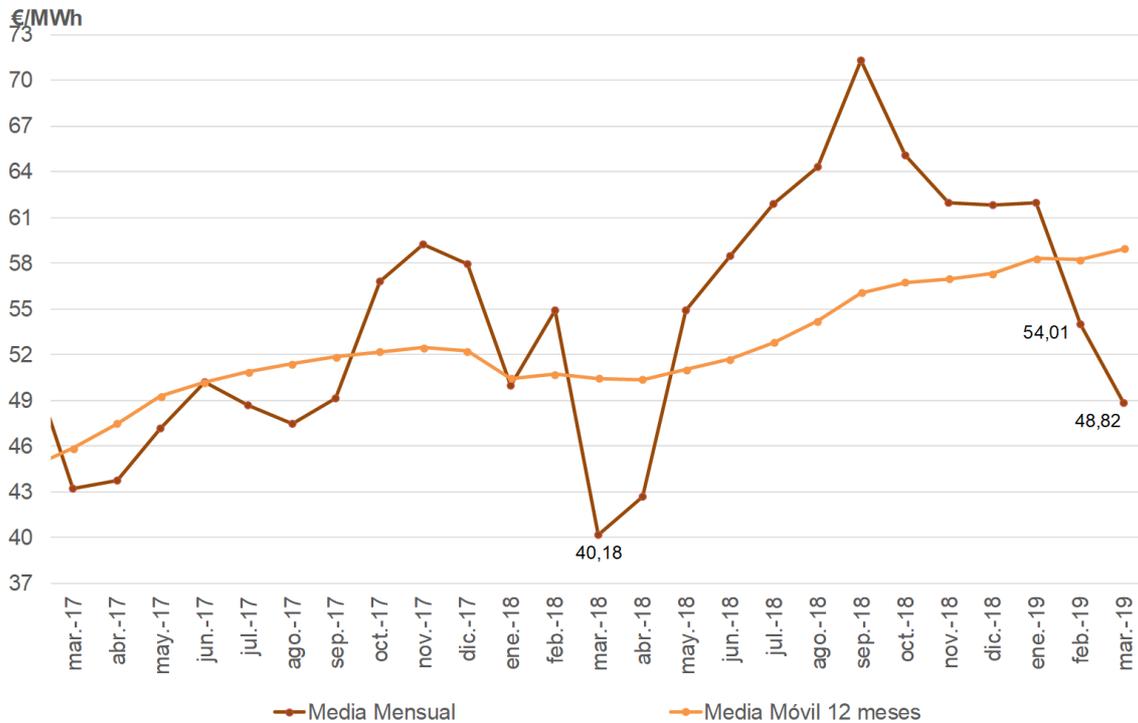
#### **4.5. Análisis de los precios spot en España**

En el Gráfico 27 se refleja la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre marzo de 2017 y marzo de 2019. En el mes de marzo de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 48,82 €/MWh<sup>38</sup>, un 9,6% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (54,01 €/MWh), y un 21,5% superior al precio spot medio registrado en marzo de 2018 (40,18 €/MWh).

---

<sup>38</sup> En marzo de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 49,20 €/MWh. En marzo de 2019, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 54 horas de un total de 743 horas (7,3% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,38 €/MWh. En 2018 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.304 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,16 €/MWh). Por tanto, en 456 horas de las 8.760 horas totales (5,2% del total de las horas de 2018) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,20 €/MWh en esas horas).

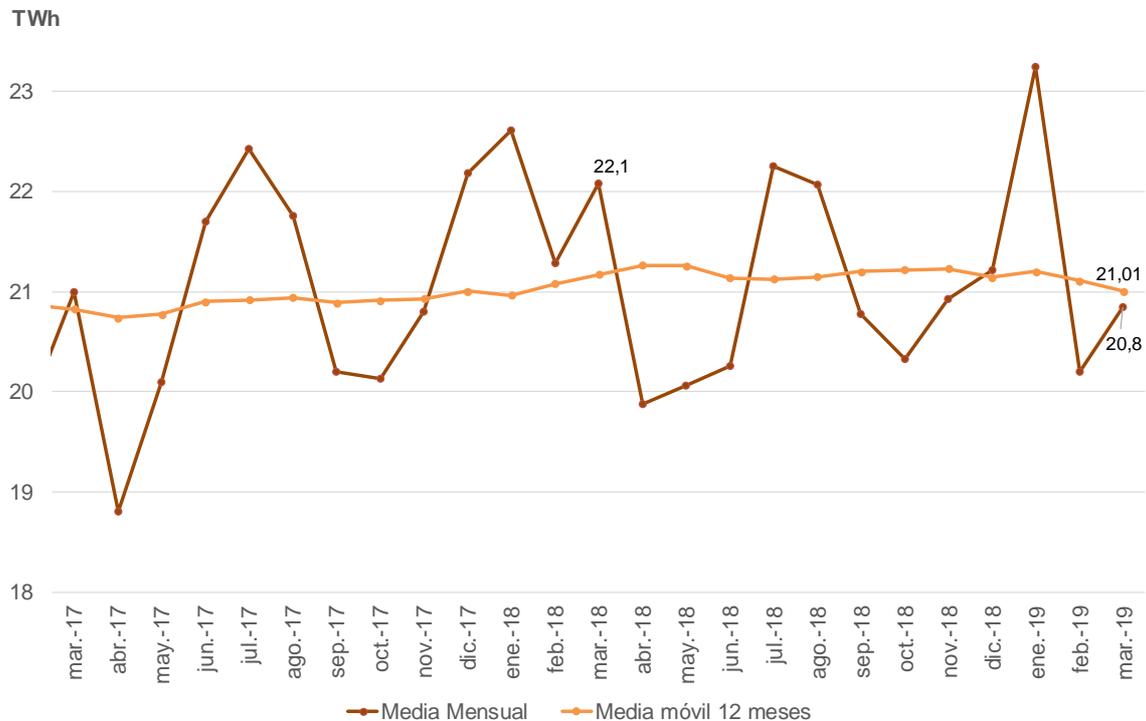
**Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



Fuente: OMIE

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de marzo de 2019, la demanda se cifró en 20,85 TWh, un 3,2% superior al valor registrado en el mes anterior (20,20 TWh), y un 5,6% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,1 TWh en marzo de 2018). En el mes de marzo de 2019, la demanda fue un 0,8% inferior a la media móvil anual (21,01 TWh).

**Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)**  
**Periodo: marzo de 2017 a marzo de 2019**



Fuente: REE

En el Cuadro 9 se recogen los datos relativos a la generación bruta por tecnologías y la demanda de transporte mensual, en los meses de febrero y marzo de 2019, marzo de 2018, así como para el año 2018 y el acumulado del año 2019.

En marzo de 2019 destacó, por un lado, el incremento de la contribución a la cobertura de la demanda, en relación al mes de febrero, de las tecnologías solar térmica (+69,1%), así como de la tecnología eólica y solar fotovoltaica (+32,8% y +28,9%, respectivamente). Por otro lado, en marzo descendió la contribución a la cobertura de la demanda eléctrica de las centrales térmicas de carbón (-63,6%), así como la tecnología hidráulica y los ciclos combinados (-13% y -12,7%, respectivamente).

De esta manera, el aumento de la demanda de transporte peninsular registrada en marzo de 2019 (+0,65 TWh respecto al mes de febrero de 2019) fue acompañada de un aumento de la aportación de tecnologías renovables (+1,25 TWh; +4,9%), por lo que el precio medio de la electricidad en el mes de marzo (48,82 €/MWh) fue un 9,6% inferior al mes anterior.

Para el conjunto del año 2018, el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de las tecnologías de fuentes de energías renovables fue del 39,5%.

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

	mar-19	feb-19	mar-18	% Var. mar-19 vs. feb-19	% Var. mar-19 vs. mar-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,30	2,64	4,67	-13,0%	-50,7%	35,52	14,0%	7,19	11,2%
Nuclear	5,26	4,77	4,50	10,4%	17,1%	53,27	21,0%	15,08	23,4%
Carbón	0,83	2,27	1,32	-63,6%	-37,2%	35,01	13,8%	6,20	9,6%
Ciclo combinado <sup>(1)</sup>	2,12	2,43	1,21	-12,7%	74,8%	26,68	10,5%	7,72	12,0%
Eólica	4,88	3,67	7,69	32,8%	-36,6%	49,06	19,3%	14,53	22,6%
Solar fotovoltaica	0,76	0,59	0,55	28,9%	38,0%	7,35	2,9%	1,82	2,8%
Solar térmica	0,48	0,29	0,23	69,1%	114,2%	4,68	1,8%	0,95	1,5%
Otras renovables <sup>(2)</sup>	0,32	0,29	0,28	7,8%	13,2%	3,62	1,4%	0,92	1,4%
Cogeneración	2,59	2,39	2,47	8,3%	4,7%	28,90	11,4%	7,62	11,9%
Residuos	0,25	0,22	0,28	10,7%	-10,1%	3,09	1,2%	0,72	1,1%
<b>Total Generación</b>	<b>19,82</b>	<b>19,58</b>	<b>23,18</b>	<b>1,2%</b>	<b>-14,5%</b>	<b>247,14</b>	<b>97,4%</b>	<b>62,81</b>	<b>97,7%</b>
Consumo en bombeo	-0,32	-0,29	-0,72	10,4%	-55,9%	-3,20	-1,3%	-0,87	-1,4%
Enlace Península-Baleares <sup>(3)</sup>	-0,12	-0,12	-0,09	2,6%	30,4%	-1,23	-0,5%	-0,38	-0,6%
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	1,47	1,03	-0,29	42,7%	-616,1%	11,05	4,4%	2,73	4,3%
<b>Total Demanda transporte</b>	<b>20,85</b>	<b>20,20</b>	<b>22,08</b>	<b>3,2%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>253,74</b>	<b>100,0%</b>	<b>64,30</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

