



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

3 de octubre 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	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	27
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	27
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	28
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	31
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	32
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	38
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	39
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad 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)	46
4.5. Análisis de los precios spot en España	46

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

A continuación se describe la evolución de las cotizaciones a plazo de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española en el mercado organizado –OMIP¹– y la diferencia entre dichas cotizaciones y los precios spot realizados. En la sección 1.1 se analizan los contratos con horizonte de liquidación 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

En el mes de julio, el precio medio del mercado de contado (51,46 €/MWh) aumentó un 9% respecto al precio medio de junio (47,19 €/MWh), lo que supuso un cambio respecto a la tendencia descendente de meses anteriores.

Respecto a los contratos a plazo, descendieron las cotizaciones de los contratos con liquidación más próxima: contratos mensuales de agosto, septiembre y octubre y el contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre de 2019 (Q4-19)². El mayor descenso se produjo en el contrato mensual sep-19, cuya cotización cayó un 6,2%, situándose a cierre del mes de julio en 50,10 €/MWh.

Por el contrario, aumentaron los precios de los contratos con vencimiento más lejano aumentaron. El mayor ascenso correspondió al contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre 2020 (+2,3%), alcanzando una cotización a cierre del mes de julio de 57,44 €/MWh. A continuación, se situó el contrato trimestral con liquidación en el segundo trimestre de 2020 (Q2-20), cuya cotización aumentó un 2% respecto al cierre de mes de junio (52,27 €/MWh a 31 de julio).

A cierre del mes de julio, las cotizaciones de los contratos anuales con liquidación en 2020 (56,75 €/MWh a 31 de julio) y 2021 (53,05 €/MWh a 31 de julio) aumentaron un 1,7% y un 1,5%, respectivamente, respecto al mes de junio.

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

² Variación entre las últimas cotizaciones disponibles a finales de mes: 31 de julio frente a 28 de junio.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

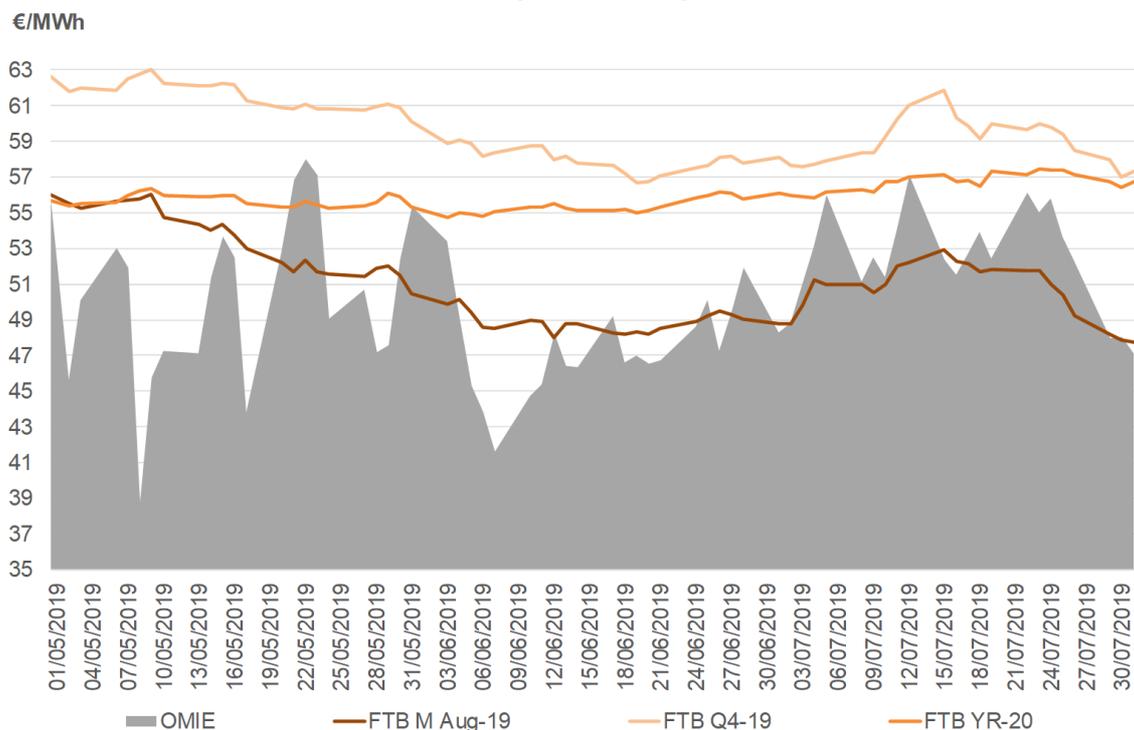
Contratos	MES DE JULIO DE 2019				MES DE JUNIO DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. jul-19 vs. jun-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Aug-19	47,75	52,93	47,75	50,66	49,05	50,15	48,00	48,87	-2,7%
FTB M Sep-19	50,10	55,93	49,65	52,91	53,40	54,05	51,77	52,61	-6,2%
FTB M Oct-19	52,75	57,00	52,25	54,62	54,62	57,47	54,62	56,22	-3,4%
FTB Q4-19	57,30	61,85	57,00	59,00	57,75	59,10	56,65	57,97	-0,8%
FTB Q1-20	57,95	60,25	57,50	58,89	57,75	58,00	57,19	57,59	0,3%
FTB Q2-20	52,27	52,50	51,30	51,96	51,27	51,72	50,16	50,81	2,0%
FTB Q3-20	57,44	57,70	56,16	56,99	56,13	56,50	54,65	55,39	2,3%
FTB YR-20	56,75	57,45	55,85	56,69	55,80	56,15	54,75	55,33	1,7%
FTB YR-21	53,05	53,60	52,00	52,89	52,25	52,25	51,65	51,87	1,5%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de junio a 28/06/2019 y últimas cotizaciones de julio a 31/07/2019.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

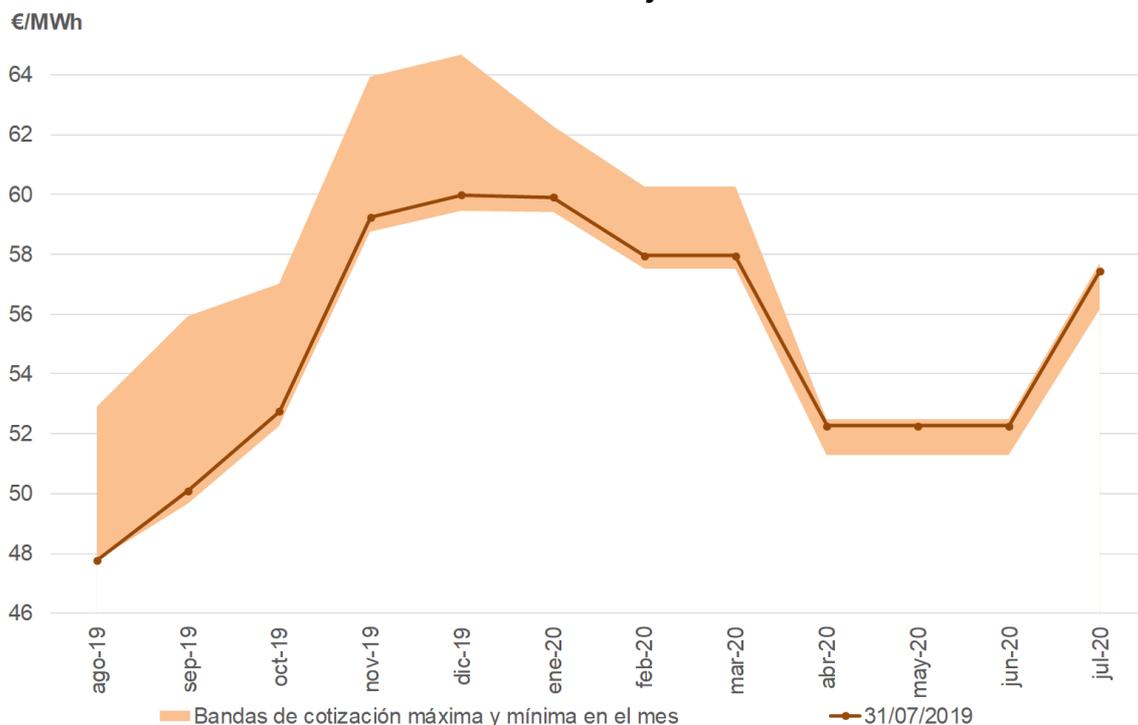
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de mayo a 31 de julio de 2019**



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 julio de 2019. A 31 de julio, la curva presenta una tendencia claramente ascendente (curva en “contango”³) a partir del mes de agosto y hasta el mes de diciembre de 2019 (cotización máxima prevista de 59,98 €/MWh). Por el contrario, a partir de diciembre de 2019 y hasta abril de 2020 la tendencia prevista sería descendente (curva en “backwardation”⁴), con un mínimo de 52,27 €/MWh para el segundo trimestre de 2020. En julio la curva muestra un nuevo ascenso, previendo un precio de 57,44 €/MWh para el tercer trimestre de 2020.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de julio, el precio medio del mercado diario (51,46 €/MWh) fue un 9% superior al registrado en el mes anterior (47,19 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en julio de 2019 (de 28 de junio de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 49,35 €/MWh para dicho mes, un 4,1% inferior al precio spot finalmente registrado (51,46 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato,

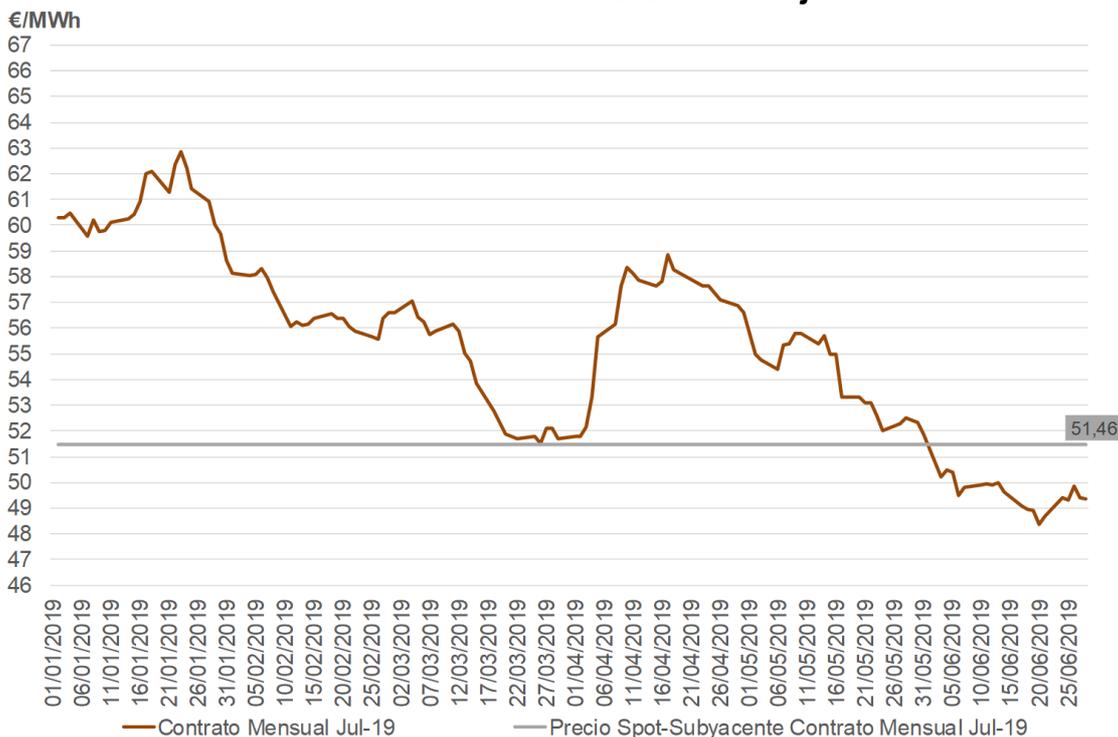
³ Curva a plazo en “contango”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

⁴ Curva a plazo en “backwardation”: cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

durante su periodo de negociación en OMIP⁵, se alcanzaron el 23 de enero de 2019 (máxima de 62,86 €/MWh) y el 20 de junio de 2019 (mínima de 48,35 €/MWh), siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 14,51 €/MWh.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, desde el 2 de enero hasta el 31 de mayo de 2019, el precio medio del mercado diario en el mes de julio (51,46 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de julio. Así, en ese periodo, las primas de riesgo calculadas ex post⁶ del contrato mensual de julio fueron positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios). Durante el mes de junio, la prima de riesgo fue negativa y, por tanto, las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en julio de 2019 en OMIP vs. precio spot de julio de 2019. Periodo del 2 de enero de 2019 al 28 de junio de 2019



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en agosto de 2019, a 31 de julio, anticipa un precio medio del mercado diario en agosto de 2019 de 47,75 €/MWh.

⁵ Del 2 de enero al 28 de junio de 2019.

⁶ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en julio de 2019 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en julio 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 julio 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 julio de 2019 (50,79 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en julio de 2019 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁷) que se situó en 51,60 €/MWh.

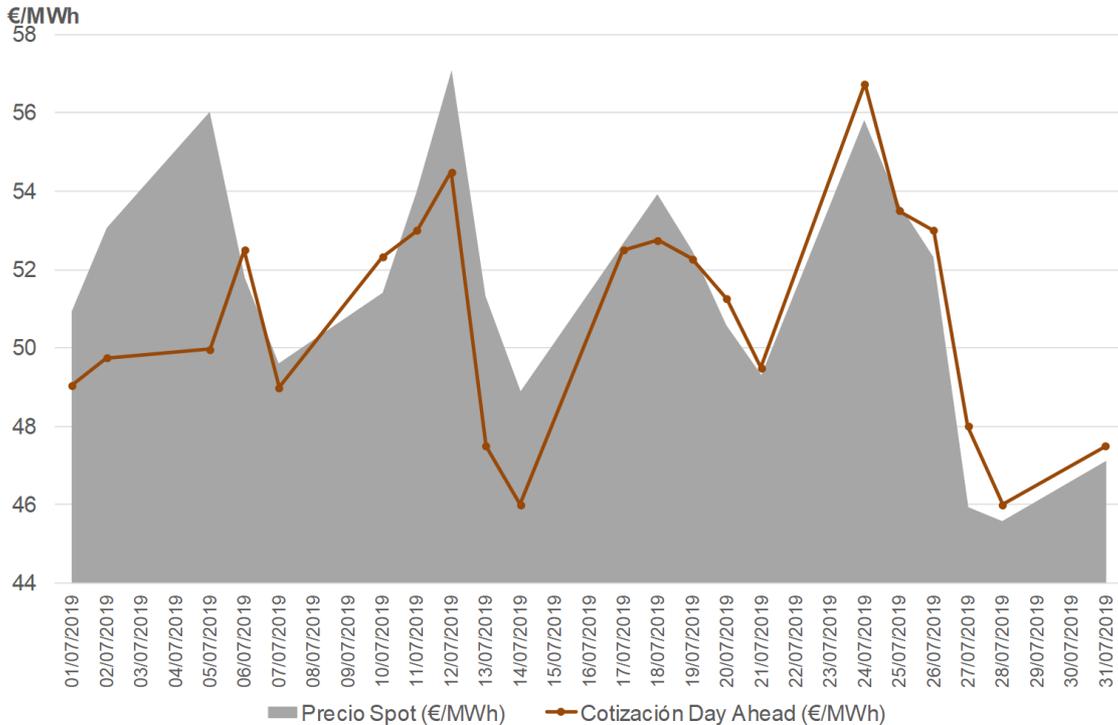
Por tanto, la prima de riesgo de los contratos *day-ahead* en OMIP (diferencia entre la cotización media del contrato *day-ahead* en OMIP del día anterior a su liquidación y el precio del subyacente) en julio de 2019 fue negativa (-0,81 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de julio de 2019, la máxima prima de riesgo ex post⁸ de los contratos *day-ahead* se registró el día 5 (6,05 €/MWh).

⁷ 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.

⁸ 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: julio 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 EEX⁹– 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.

⁹ 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 junio y julio de 2019¹⁰.

En el mes de julio de 2019, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 15,2 TWh, un 6,1% superior al volumen negociado el mes anterior (14,3 TWh), y un 10,1% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (13,8 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (0,7 TWh) representó el 4,6% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en julio de 2019, frente al 4,3% de junio. 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 julio de 2019 (15,2 TWh) representó el 66,9% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,8 TWh¹¹), 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 julio 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

¹⁰ 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.

¹¹ En julio de 2018, el volumen total negociado en los mercados a plazo (13,8 TWh) representó el 62,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,2 TWh).

Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹²) se situó en 13,6 TWh (un 0,8% superior al volumen registrado el mes anterior), lo que supone el 93,5% 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 julio 2019	Mes anterior junio 2019	% Variación	Acumulado 2019	Total 2018	2019 (%)	2018 (%)
OMIP	371	285	30,1%	3.704	6.000	3,3%	3,7%
EEX	329	325	1,1%	3.164	5.812	2,8%	3,6%
OTC	14.522	13.730	5,8%	105.408	148.261	93,9%	92,6%
OTC registrado y compensado**:	13.584	13.478	0,8%	99.798	125.067	88,9%	78,1%
<i>OMIClear</i>	2.511	794	216,4%	10.984	12.076	9,8%	7,5%
<i>BME Clearing</i>	1.668	4.086	-59,2%	15.566	12.343	13,9%	7,7%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	9.405	8.598	9,4%	73.247	100.648	65,2%	62,9%
Total (OMIP, EEX y OTC)	15.221	14.340	6,1%	112.275	160.073	100,0%	100,0%

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

** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

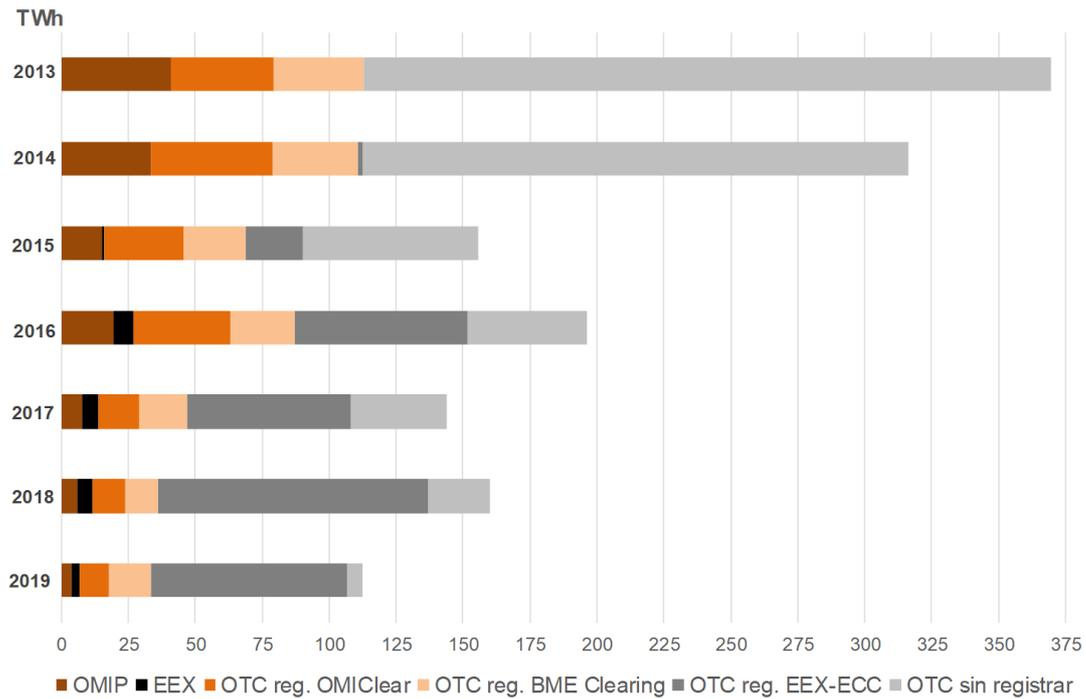
- Podría incorporar transacciones privadas y confidenciales (P&C) no contabilizadas como volumen OTC, ya que las agencias de intermediación pueden no remitir estas transacciones a la CNMC. No obstante, estas transacciones privadas y confidenciales pueden registrarse en CCPs si las contrapartes así lo 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

¹² 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 31 de julio 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.

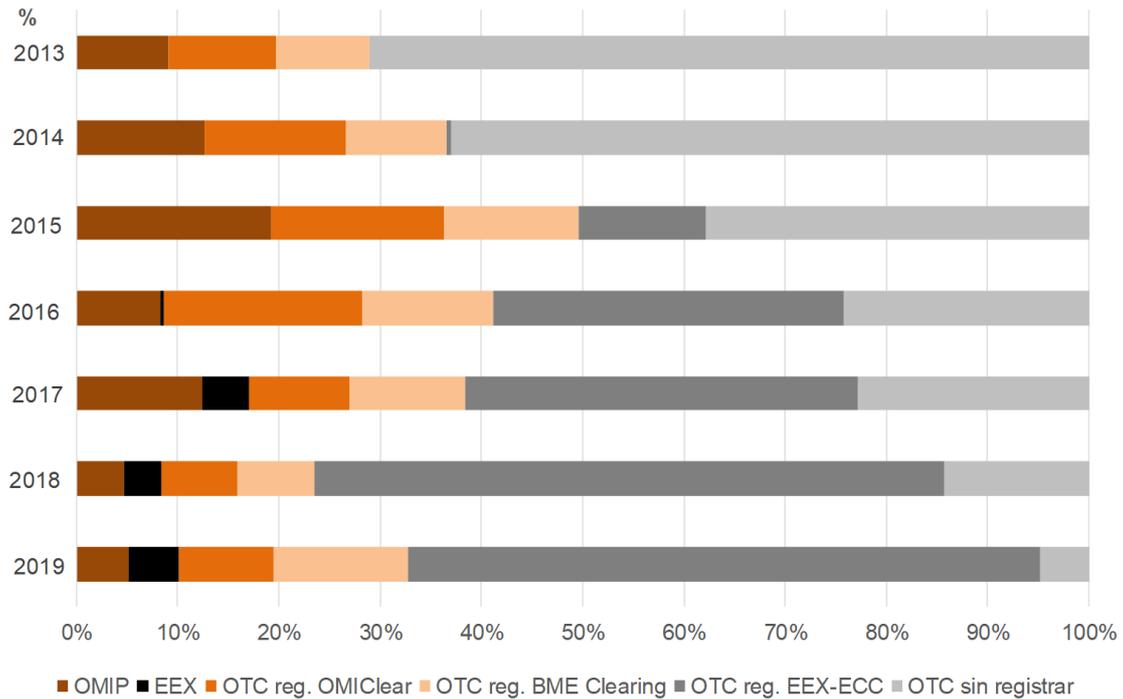
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a julio de 2019



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. Hasta julio de 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 99,8 TWh, lo que representa el 94,7% del volumen negociado en el mercado OTC (105,4 TWh).

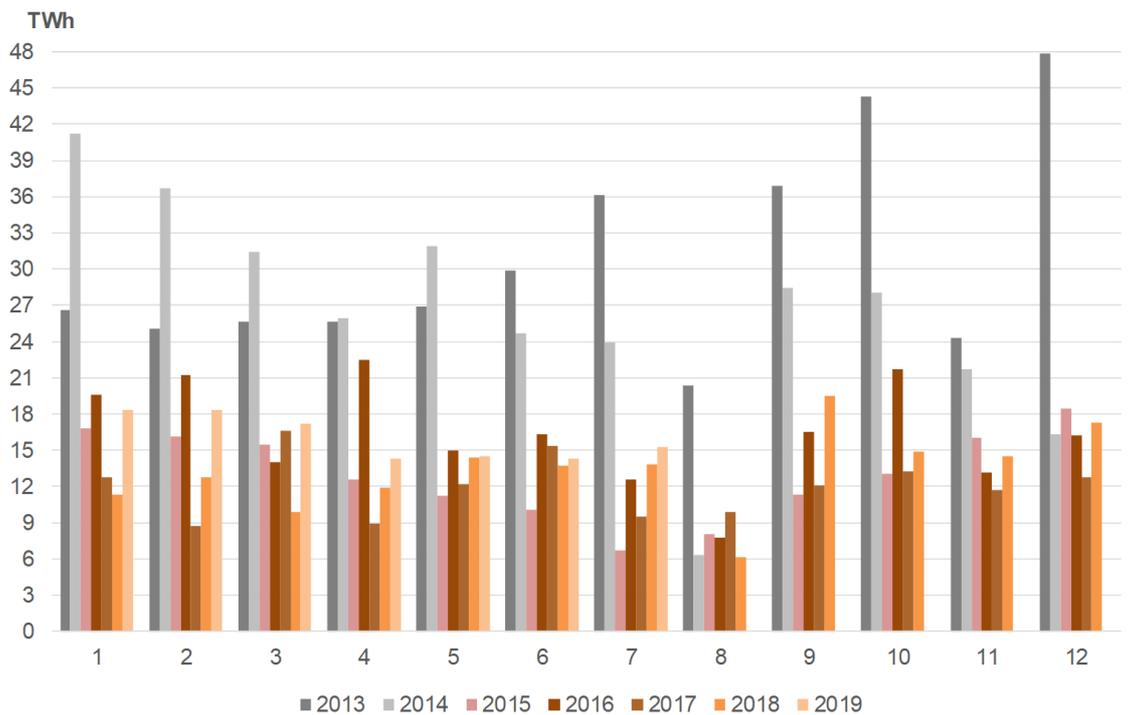
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a julio de 2019



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 julio de 2019. En el mes de julio de 2019 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 15,2 TWh, un 10,1% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (13,8 TWh en julio de 2018).

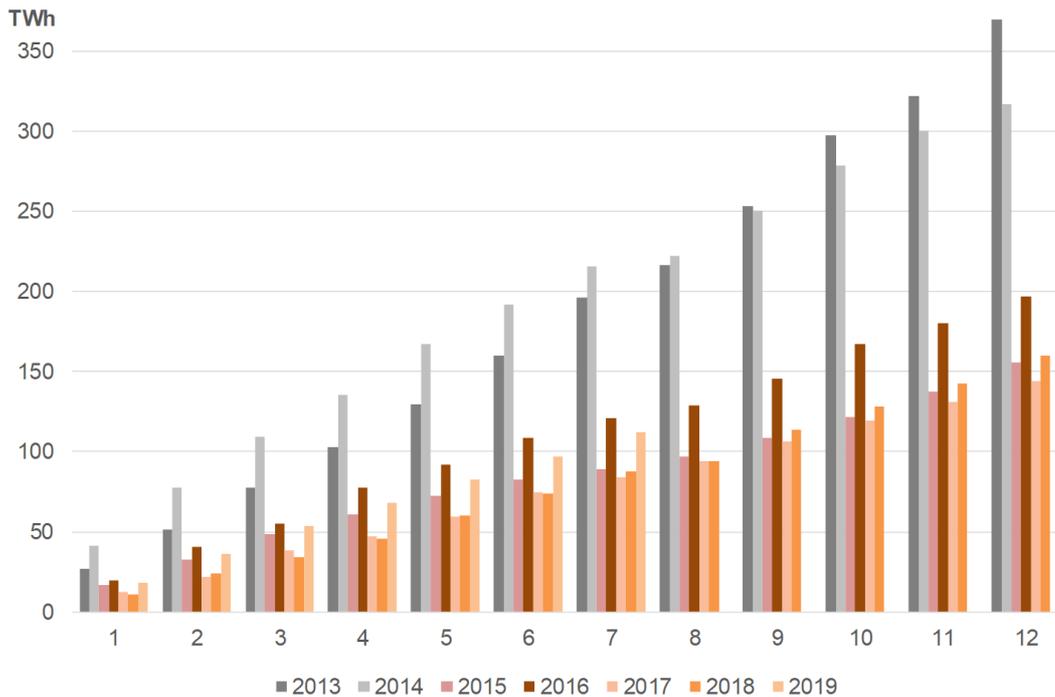
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a julio de 2019



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 julio 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 junio y de julio 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 julio de 2017 y julio 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 julio 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 96,6 % (14,7 TWh), superior al porcentaje

obtenido para el mes de junio de 2019 (95,5%), con un volumen de negociación de 13,7 TWh¹³.

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 3,4% (0,5 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación ligeramente superior (4,5%), con un volumen de negociación de 0,6 TWh¹⁴. En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en julio a 699 MW (2,3% de la demanda horaria media de dicho mes, 30.603 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en julio fue el contrato con liquidación diario, con el 72,3% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,5 TWh)¹⁵, seguido del contrato con liquidación semanal, con el 24,5% (0,1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En julio de 2019 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 42,3% (6,2 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (14,7 TWh)¹⁶. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 34,6% (5,1 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 2020, cuyo volumen negociado en el mes de julio ascendió a 4,5 TWh (89% 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 0,4 TWh (8,3% de los contratos anuales negociados). En el mes de julio también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2022) y hasta 5 años vista (Cal+5: 2024), con un volumen total de 0,1 TWh en el mes de julio (2,8% del volumen total de contratos anuales negociados en julio de 2019).

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

¹³ En julio de 2018 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 95,2% (13,2 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹⁴ En julio 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 4,8% (0,7 TWh).

¹⁵ En el mes de junio de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (62,2%; 0,4 TWh).

¹⁶ En el mes de junio de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (60%; 8,2 TWh).

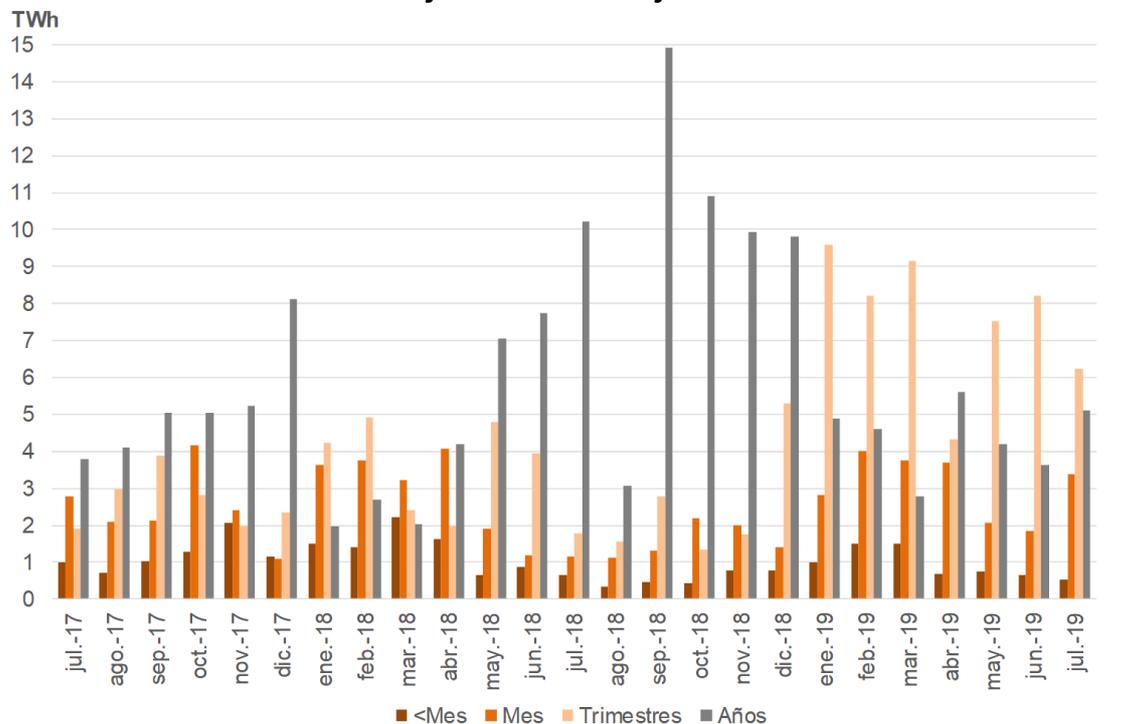
año). Por su parte, el volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió a 11,7 TWh en 2018.

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 julio-19	Mes anterior junio-19	% Variación	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018
Diario	376	402	-6,4%	2.966	44,7%	5.716	48,7%
Fin de semana	17	50	-66,7%	550	8,3%	1.265	10,8%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,00%
Semana	127	194	-34,3%	3.115	47,0%	4.764	40,6%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	520	646	-19,5%	6.631	5,9%	11.748	7,3%
Mensual	3.385	1.838	84,2%	21.588	20,4%	26.983	18,2%
Trimestral	6.223	8.214	-24,2%	53.223	50,4%	36.762	24,8%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	5.093	3.642	39,8%	30.833	29,2%	84.581	57,0%
Total Largo Plazo	14.701	13.694	7,4%	105.644	94,1%	148.326	92,7%
Total	15.221	14.340	6,1%	112.275	100%	160.074	100%

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

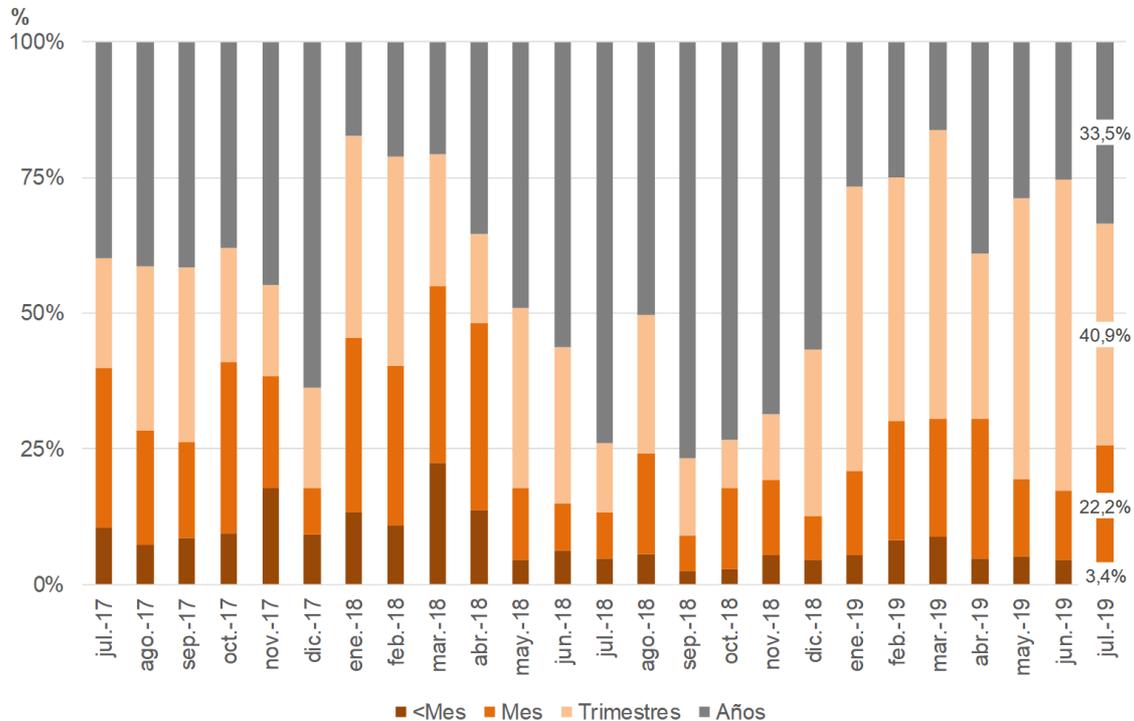
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: julio de 2017 a julio de 2019



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: julio 2017 a julio 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.

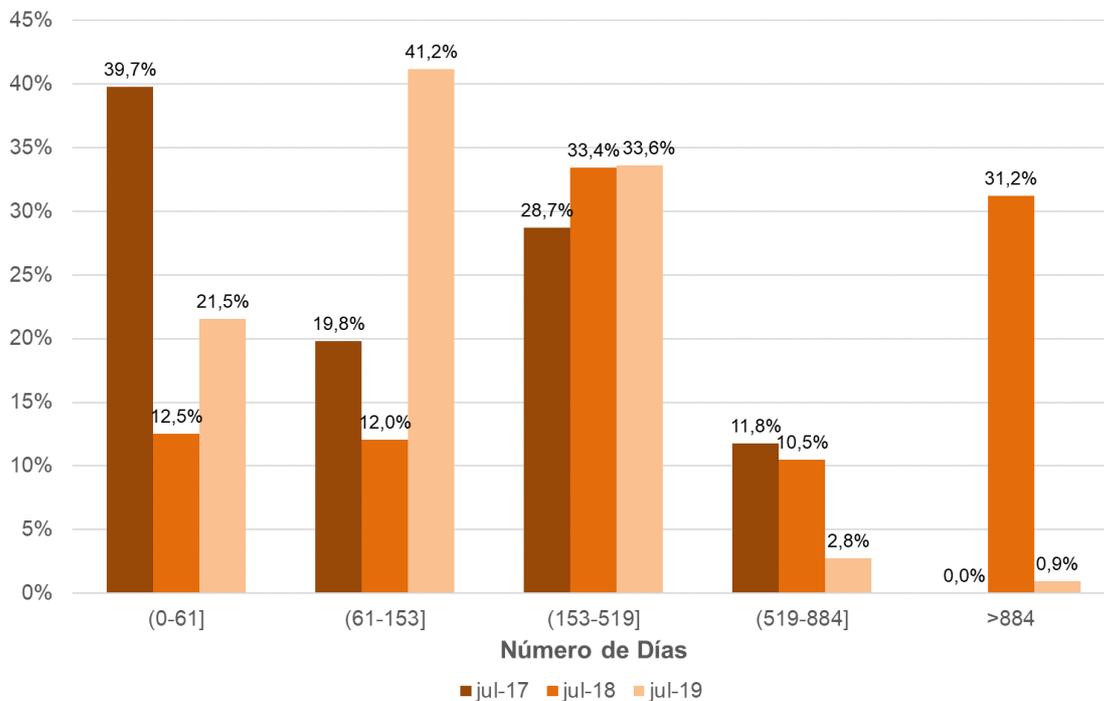
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

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 julio de 2019, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos mensuales con liquidación en el cuarto trimestre de 2019, con el 41,2% del volumen total negociado en julio, seguidos de los contratos con liquidación en 2020, con el 33,6% del volumen negociado en julio (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en julio de 2019 con liquidación en el año 2021 (contrato Cal+2) y posteriores a 2021 ascendió a 0,6 TWh (3,7% del volumen total negociado en julio). En particular, el volumen de contratos negociados en julio con liquidación en el año 2022 (contrato Cal+3) ascendió a 0,1 TWh (0,9% del volumen total negociado en julio).

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



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

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

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

Hasta el 31 de julio, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en julio de 2019¹⁷ se situó en torno a 14.974 GWh, un 14,6% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en junio de 2019 (13.066 GWh), y un 42% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en julio de 2018 (10.544 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en julio de 2019, el 96,5% (14.454 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual jul-19, trimestral Q3-19 y

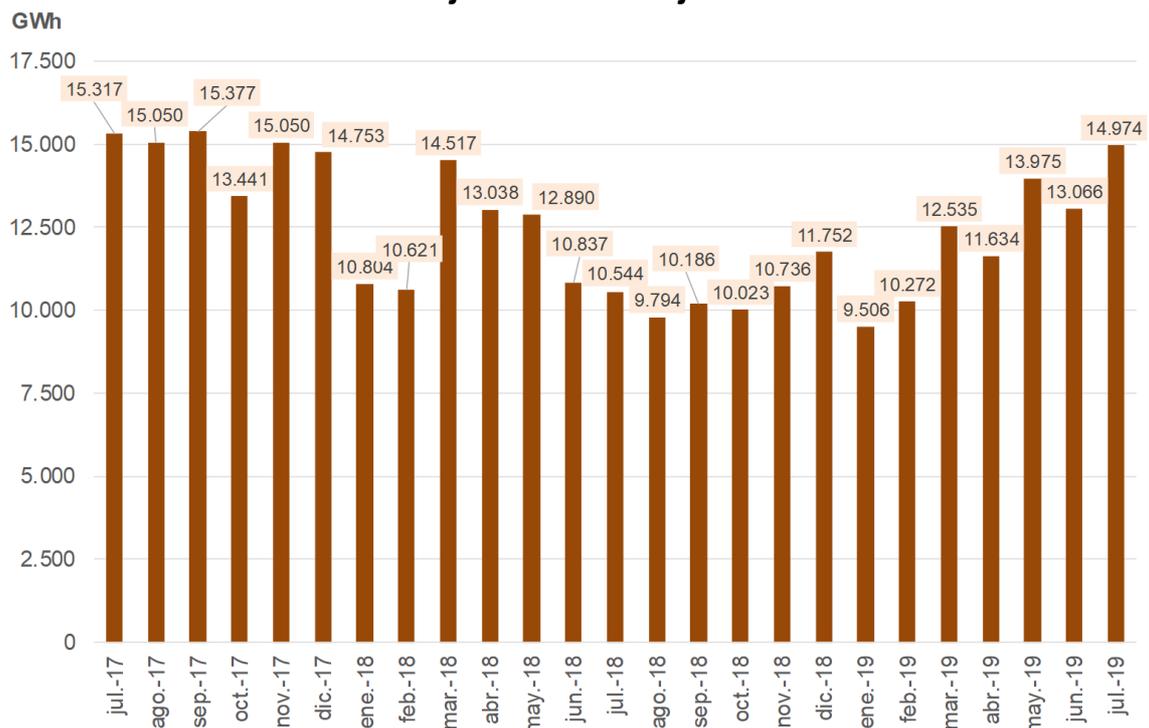
¹⁷ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2019: mensual jul-19, trimestral Q3-19, anual YR-19, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en julio de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

anual 2019), mientras que el 3,5% restante (520 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 julio de 2019 (14.974 GWh) representó el 65,8% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.769 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: julio de 2017 a julio 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 liquidación¹⁸. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en julio de 2019 (mensual jul-19,

¹⁸ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

trimestral Q3-19 y anual 2019) se situó en 19.427 MW, un 12,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de junio de 2019 (17.251 MW) y un 46,4% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de julio de 2018 (13.273 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de julio de 2019 (19.427 MW) representó el 63,5% de la demanda horaria media de dicho mes (30.603 MW).

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

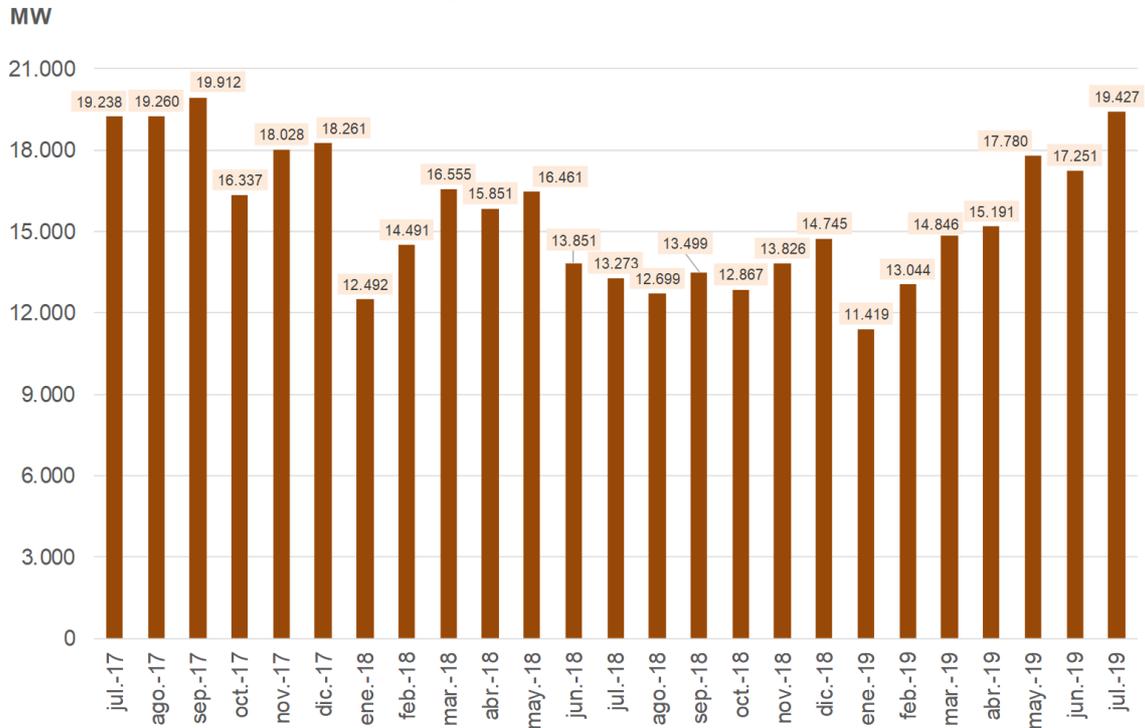
El volumen total negociado en julio de 2019 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁹ (19.427 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 17.688 MW (91% del volumen total). De forma más concreta, el 14,7% (2.857 MW) del volumen total (19.427 MW) se registró en OMIClear²⁰ (véase Gráfico 14), el 12,2% (2.374 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 64,1% (12.457 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.

¹⁹ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

²⁰ 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: julio de 2017 a julio 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.

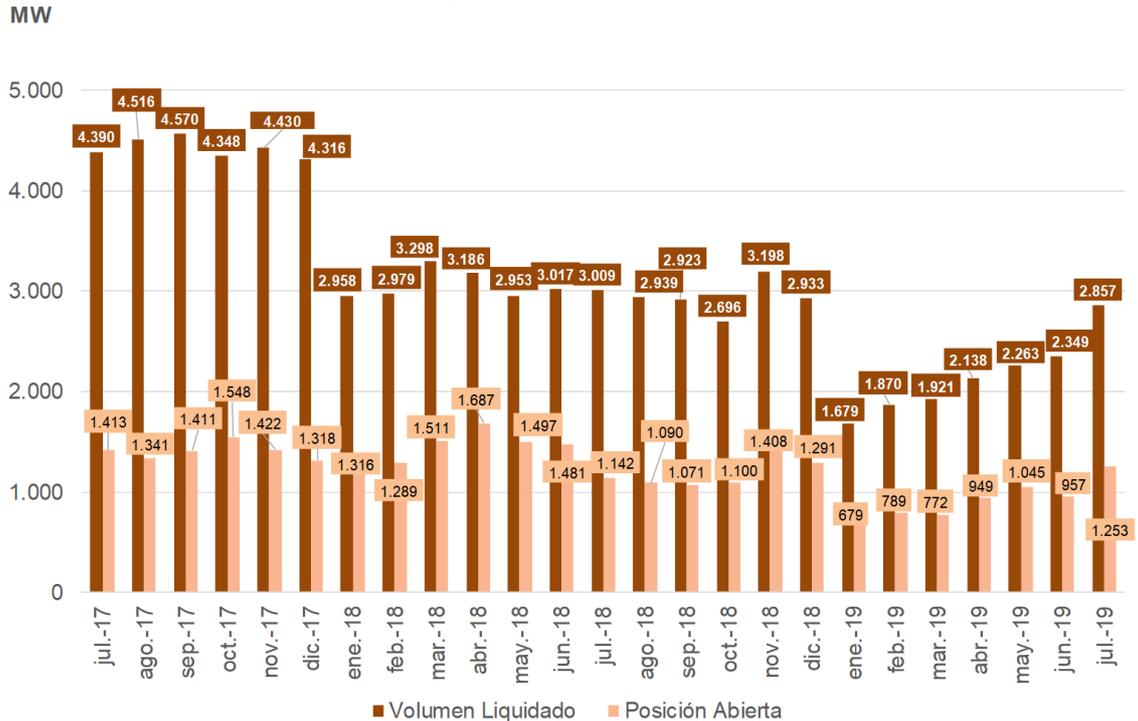
En este sentido, de los 2.857 MW con liquidación en julio de 2019 que se registraron en OMIClear, el 56,1% (1.604 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 43,9% restante (1.253 MW) quedaron abiertas²¹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 56,1% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²² (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en julio de 2019.

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

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

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 abierta²³ (MW)*
Periodo: julio de 2017 a julio 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 Clearing²⁴, en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en julio de 2019

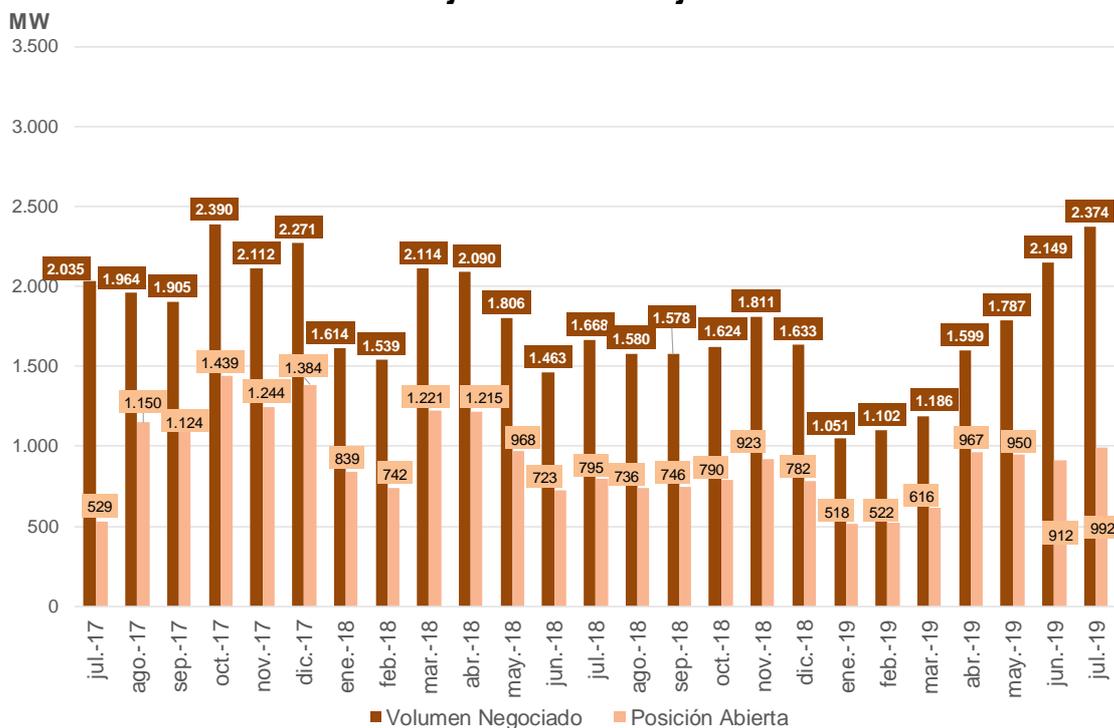
²³ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

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

(19.427 MW), el 12,2% (2.374 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 58,2% (1.382 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 41,8% restante (992 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 abierta²⁵ (MW)*
Periodo: julio de 2017 a julio de 2019



* Contrato mensual, trimestral y anual con liquidación en el mes correspondiente.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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

Posición abierta en European Commodity Clearing

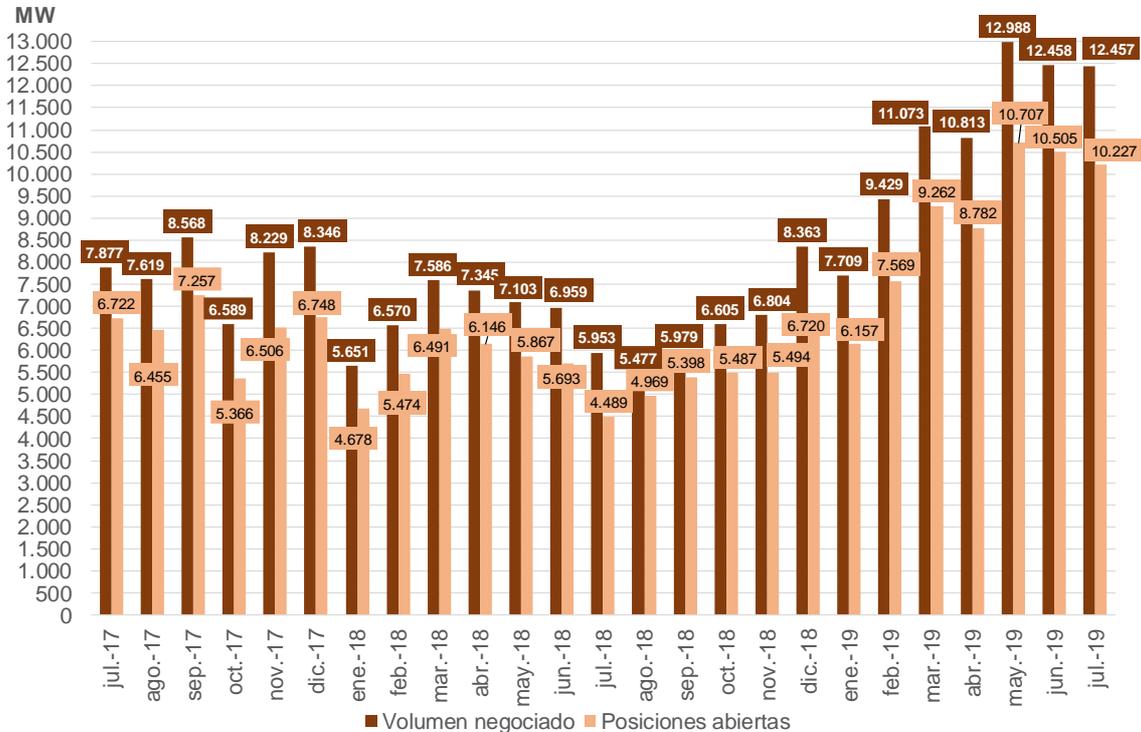
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre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

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en julio de 2019 (19.427MW), el 64,1% (12.457 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 17,9% (2.230 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 82,1% restante (10.227 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).

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

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁷ (MW)*
Periodo: julio de 2017 a julio de 2019



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

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

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

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

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

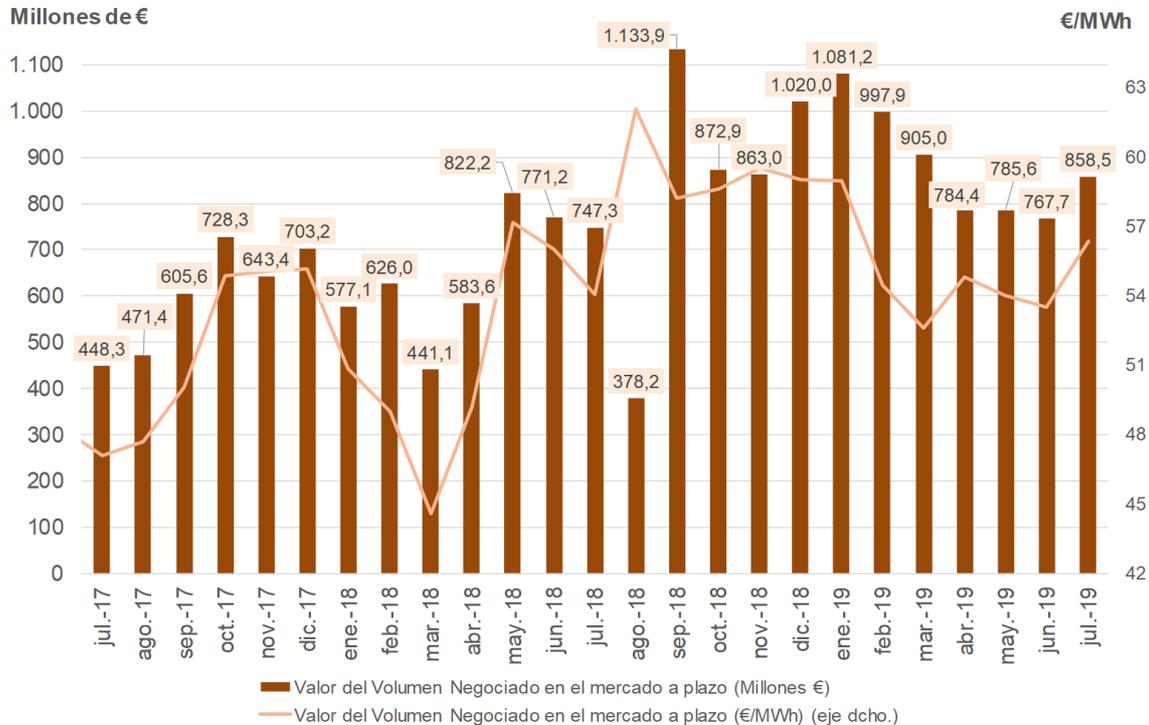
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en julio de 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (15,2 TWh) fue de 858,5 millones de euros, un 11,8% superior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (767,7 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en julio de 2019, en dichos mercados, fue 56,40 €/MWh, un 5,3% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (53,54 €/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).

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

Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: julio de 2017 a julio 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 julio de 2019, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en julio de 2019²⁹ (14.974 GWh), bajo

²⁹ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en julio de 2019: mensual jul-19, trimestral Q3-19, 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 julio de 2019, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 71,3 millones de €³⁰; un 0,7% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en junio de 2019 negociados en dichos mercados (70,8 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en julio de 2019, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,06 €/MWh, superior en 3,49 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 31 de julio de 2019 (51,57 €/MWh)³¹. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

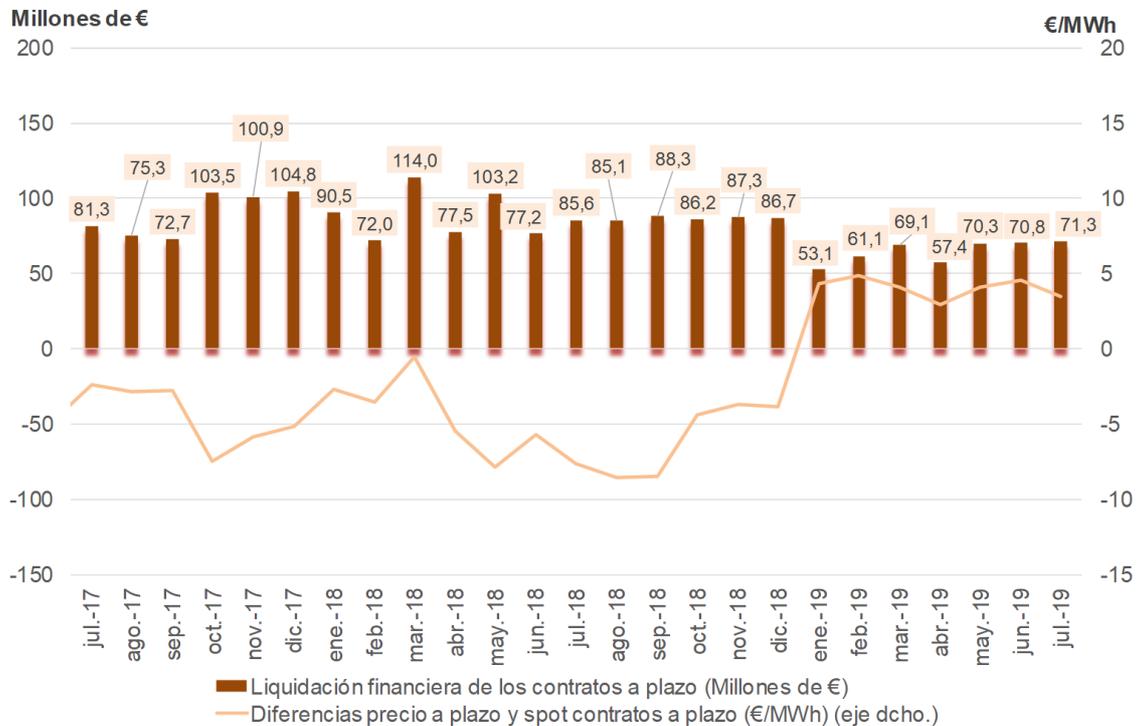
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de julio de 2019 (mensual jul-19, trimestral Q3-19, anual YR-19), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,16 €/MWh, superior en 3,59 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 31 de julio de 2019 (51,56 €/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 64,40 €/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 julio de 2019, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 52,30 €/MWh, superior en 0,60 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de julio de 2019 (51,71 €/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).

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

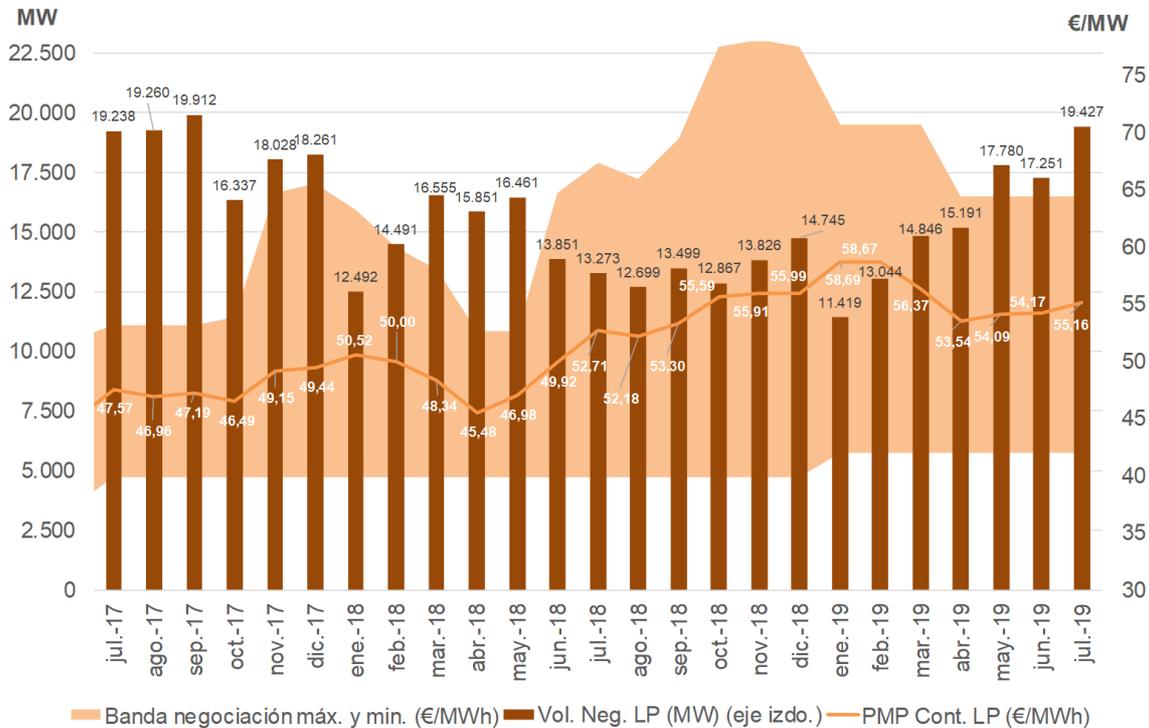
³¹ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de julio provienen de contratos Q3-19 y anual 2019, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza contra los precios spot desde el 1 de enero hasta el 31 de julio de 2019.

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 julio de 2019
Periodo: julio de 2017 a julio 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: julio de 2017 a julio 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 CO₂ y la sección 4.4 compara el coste variable a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón con los precios a plazo de electricidad. Por último, la sección 4.5 examina otros determinantes de los precios spot en España.

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

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. En julio de 2019, en un contexto alcista en la evolución del precio medio del mercado diario en Alemania (+22% respecto a junio), aumentaron todas las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente alemán analizados. En el caso de los contratos a plazo con subyacente el precio de contado en Francia, en un contexto también alcista del precio medio del mercado de contado (+28,7% respecto a junio) aumentó la cotización del contrato mensual ago-19, así como de los contratos trimestrales Q1-20 y Q2-20, y del contrato anual YR-20; sin embargo, descendieron las cotizaciones del contrato mensual sep-19 y del contrato trimestral Q4-19.

En el mercado alemán, los precios de los contratos con vencimiento más cercano (mensuales con liquidación en agosto y septiembre), fueron los que más aumentaron (5,7% y 5,5%, respectivamente). En el mercado francés, las cotizaciones del contrato mensual sep-19 y del contrato trimestral Q4-19 registraron un descenso moderado (-0,6% y -1,3%, respectivamente).

En este contexto de precios, a cierre del mes de julio (31/07/2019), el contrato trimestral Q1-20 con subyacente español (57,95 €/MWh) cotizó por debajo del contrato equivalente con subyacente francés (60,12 €/MWh), reduciéndose en 0,04 €/MWh el diferencial de precio entre dichos contratos respecto al cierre del mes de junio. Asimismo, disminuyó el diferencial de precios entre los contratos con subyacente español y los contratos equivalentes con subyacente alemán, registrándose los descensos más acusados en los contratos mensuales de ago-19 (-5,49 €/MWh) y sep-19 (-3,45 €/MWh).

A 31 de julio de 2019, la cotización a plazo del contrato anual con liquidación en 2020 en el mercado español se situó en 56,75 €/MWh (+1,7% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización del contrato equivalente en Alemania (50,90 €/MWh), y por encima de la cotización del contrato equivalente en Francia (52,46 €/MWh), cayendo el diferencial entre la cotización de dicho contrato con subyacente español y la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (-1,15 €/MWh) y aumentando en el caso del contrato equivalente con subyacente francés (+0,19 €/MWh).

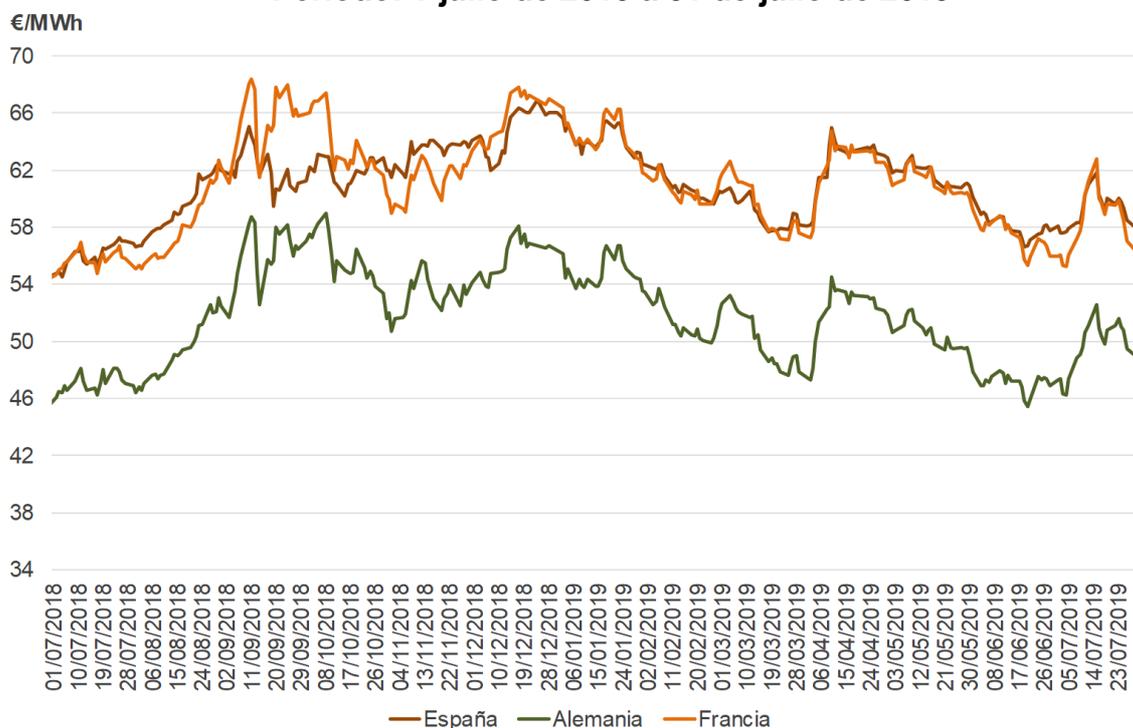
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	julio-19	junio-19	% Variación jul. vs. jun.	julio-19	junio-19	% Variación jul. vs. jun.	julio-19	junio-19	% Variación jul. vs. jun.
ago.-19	47,75	49,05	-2,7%	39,62	37,47	5,7%	34,73	34,07	1,9%
sep.-19	50,10	53,40	-6,2%	42,09	39,90	5,5%	40,10	40,34	-0,6%
Q4-19	57,30	57,75	-0,8%	48,21	46,93	2,7%	55,27	55,98	-1,3%
Q1-20	57,95	57,75	0,3%	52,96	51,43	3,0%	60,12	59,96	0,3%
Q2-20	52,27	51,27	2,0%	46,80	44,53	5,1%	43,92	43,25	1,5%
YR-20	56,75	55,80	1,7%	50,90	48,80	4,3%	52,46	51,70	1,5%

Nota: últimas cotizaciones de junio a 28/06/2019 y últimas cotizaciones de julio a 31/07/2019. 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.

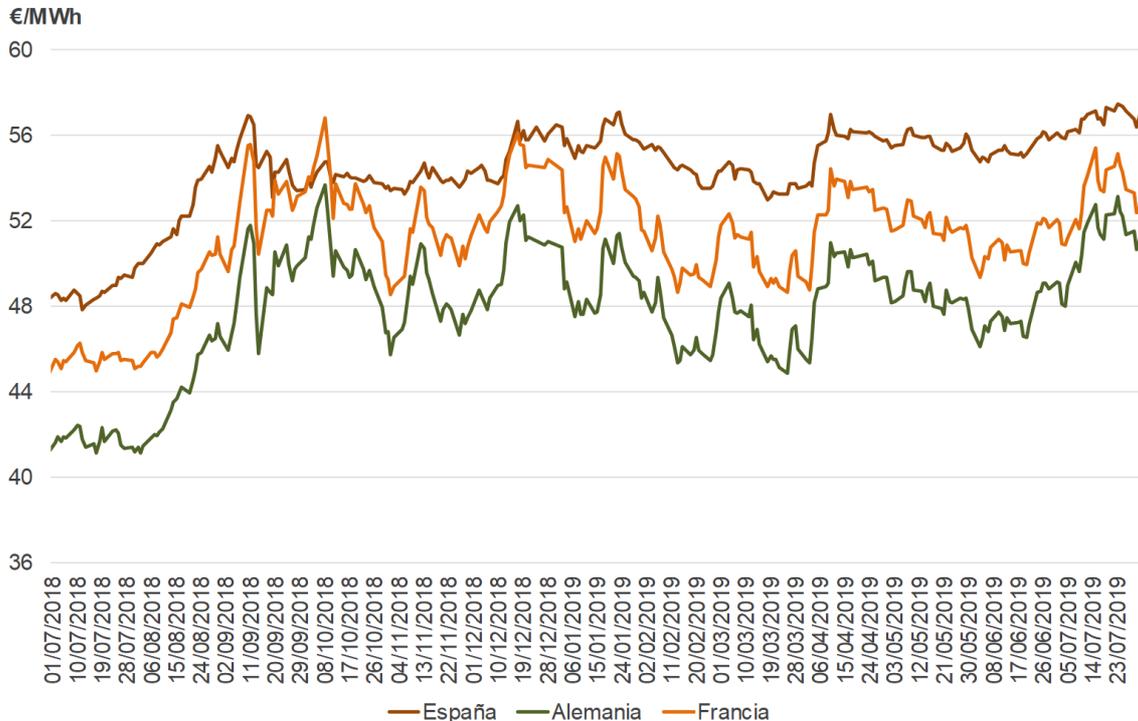
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 julio de 2018 a 31 de julio 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 julio de 2018 a 31 de julio de 2019



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de julio de 2019 el precio medio del mercado diario español (51,46 €/MWh) fue un 9% superior al del mes anterior. Asimismo, aumentó el precio medio del mercado diario francés, hasta situarse en 37,66 €/MWh (+28,7%), así como el precio medio del mercado diario alemán (+22% respecto al mes de junio), situándose en 39,69 €/MWh en el mes de julio. El diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia disminuyó en 4,13 €/MWh, en el mes de julio respecto al mes de junio de 2019.

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

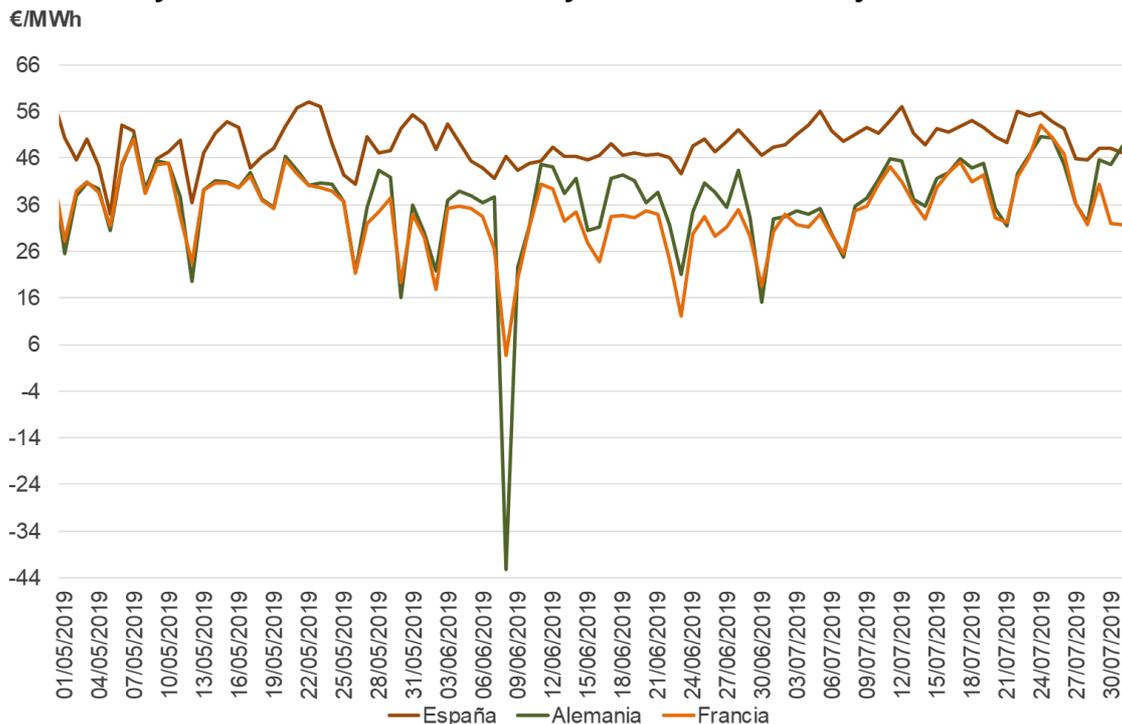
Precios medios	julio-19	junio-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	51,46	47,19	9,0%
Alemania	39,69	32,52	22,0%
Francia	37,66	29,26	28,7%

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

El Gráfico 22 refleja la evolución del precio del mercado diario en España, en Alemania y en Francia. En el mes de julio de 2019, el precio medio diario más bajo se registró el día 7 en el mercado alemán (24,66 €/MWh), mientras que el

precio medio diario más alto se registró el día 12 en el mercado español (57,09 €/MWh). En el mes de julio 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 5% de las horas del mes de junio a un acoplamiento en el 4% de las horas del mes de julio de 2019).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de mayo de 2019 a 31 de julio 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 OMIClear³² y en EEX-ECC³³, por mes de negociación. El volumen negociado en julio de 2019 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de

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

³³ 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 julio de 2019, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 204.138 GWh en Alemania y 33.759 GWh en Francia, siendo 13,9 y 2,3 veces superiores, respectivamente, al volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (14.701 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³⁴, registrados en ambas cámaras, ascendió a 204.138 GWh, un 33,7% superior al volumen negociado en el mes anterior (152.716 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 33.759 GWh, un 33,4% superior al volumen negociado el mes anterior (25.308 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).

³⁴ 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: julio de 2017 a julio de 2019

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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	194.609	32.235
nov-18	215.528	30.857
dic-18	152.727	27.443
ene-19	216.228	16.452
feb-19	242.314	19.180
mar-19	224.532	18.894
abr-19	221.446	23.116
may-19	163.612	17.878
jun-19	152.716	25.308
jul-19	204.138	33.759

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 mensuales³⁵ con liquidación en los meses de julio de 2017 a julio de 2019 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de julio de 2019, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue negativa (-2,11 €/MWh, -3,86 €/MWh y -5,12 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en julio de 2019, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 62,86 €/MWh y 48,35 €/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 51,46 €/MWh) ascendieron a 11,40 €/MWh y a -3,11 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en julio de 2019 ascendieron a 53,50 €/MWh y a 35,83 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 39,69 €/MWh) se situaron en 13,81 €/MWh y -3,86 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en julio de 2019 ascendieron a 52,76 €/MWh y a 32,54 €/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 37,66 €/MWh), se situaron en 15,10 €/MWh y -5,12 €/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).

³⁵ 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 julio de 2017 a julio 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
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
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12

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

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

En el mes de julio de 2019, respecto al mes anterior, aumentaron las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) y de los derechos de emisión de CO₂. Por su parte, descendieron los precios de los contratos spot y a plazo de petróleo (Brent). Las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de gas natural (MIBGAS, contratos OTC en PBV, NBP y PEG) presentaron un comportamiento heterogéneo.

A 31 de julio de 2019, el precio spot y el precio de los contratos a plazo de petróleo Brent con entrega a un mes y a doce meses vista disminuyeron, en relación al cierre del mes de junio, un 3,4%, un 2,1% y un 0,7%, respectivamente, alcanzando a cierre del mes una cotización de 63,91 \$/Bbl, 65,17 \$/Bbl y 61,95 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso de los contratos de gas natural, las referencias spot en NBP y PEG aumentaron su valor un 17,8% y un 9,1%, respectivamente. Asimismo,

aumentaron las cotizaciones de los contratos trimestrales Q1-20 (2,5%) y Q2-20 (5,5%) con entrega en NBP.

Por el contrario, la referencia spot con entrega en PVB-MIBGAS³⁶ cayó un 4,3%, aunque, a 31 de julio de 2019, fue un 16,1% superior al precio spot del gas natural en Francia (PEG), que se situó en 10,23 €/MWh. El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, redujo su valor un 11,8%, situándose a cierre del mes de julio en 11,73 €/MWh³⁷.

Las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en agosto, en el cuarto trimestre de 2019 y en el año 2020 aumentaron un 11,7%, un 6,9% y un 4,4%, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2019 y diciembre de 2020 aumentaron un 6,5%, en ambos casos, situándose, a cierre del mes de julio en 27,98 €/tCO₂ y 28,33 €/tCO₂, respectivamente.

³⁶ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁷ El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una agencia de intermediación.

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

	Cotizaciones en Jul.-19: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Jun.2019: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-jul-19	Mín.	Máx.	28-jun-19	Mín.	Máx.	Jul. vs Jun.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	63,91	61,07	67,35	66,15	62,11	66,69	-3,4%
Brent entrega a un mes	65,17	61,93	67,01	66,55	59,97	66,55	-2,1%
Brent entrega a doce meses	61,95	59,64	64,22	62,36	57,36	63,24	-0,7%
Gas natural Europa							
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	9,73	9,15	12,24	8,26	8,12	10,61	17,8%
Gas NBP entrega Q4-19	15,32	15,11	17,81	15,63	15,63	17,16	-2,0%
Gas NBP entrega Q1-20	18,87	17,76	20,55	18,41	18,30	19,70	2,5%
Gas NBP entrega Q2-20	15,99	14,77	17,08	15,16	14,89	15,99	5,5%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	11,87	11,34	15,67	12,40	12,19	14,85	-4,3%
PVB-ES a un mes	11,73	11,60	15,10	13,30	13,00	14,23	-11,8%
PEG Spot	10,23	9,58	13,10	9,38	9,15	11,45	9,1%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Ago-19	57,90	52,55	62,60	51,85	51,55	57,25	11,7%
Carbón ICE ARA Q4-19	61,00	57,30	65,80	57,05	56,15	61,90	6,9%
Carbón ICE ARA CAL-20	67,48	63,58	71,25	64,65	62,15	66,79	4,4%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2019	27,98	26,01	29,81	26,28	23,74	27,39	6,5%
Dchos. emisión EUA Dic-2020	28,33	26,36	30,20	26,61	24,01	27,73	6,5%

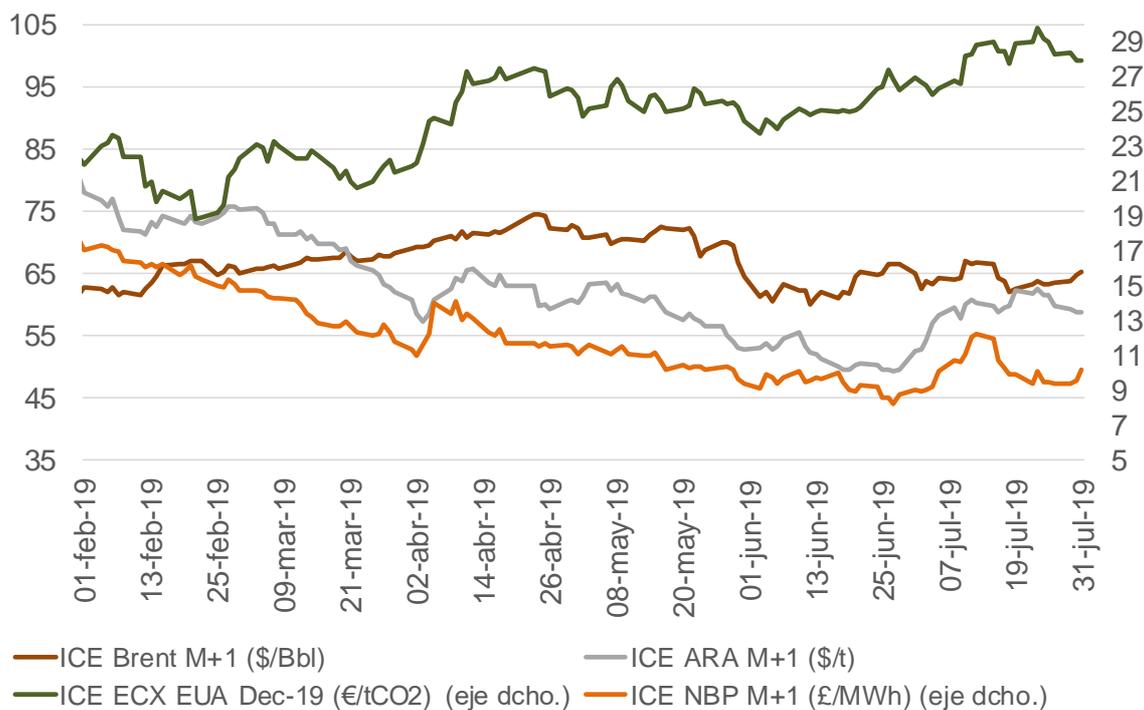
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 CO₂ en ICE (EUA).

Nota: cotizaciones de junio a 28/06/2019 y cotizaciones de julio a 31/07/2019.

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

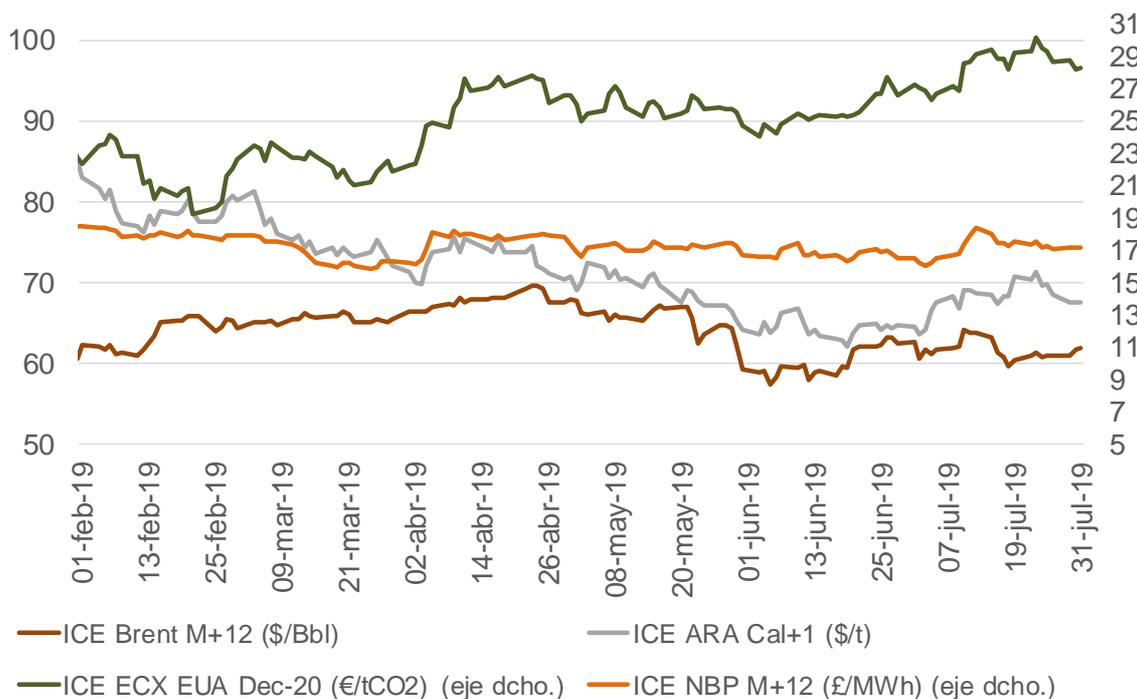
Las tendencias indicadas durante el mes de julio se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de febrero de 2019 a 31 de julio 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 CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 febrero de 2019 a 31 de julio de 2019



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

Al cierre del mes de julio de 2019 (31 de julio), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,115 \$/€ frente a 1,138 \$/€ al final del mes anterior. Por su parte, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse, a 31 de julio en 0,916 £/€ frente a 0,897 £/€ a cierre de mes de junio.

En el mes de julio, destacó el anuncio por parte de la OPEP de prorrogar otros 9 meses (hasta el 31 de marzo de 2020) el recorte de producción de crudo aprobado en noviembre de 2016 (en el que también participan otros países no pertenecientes a la OPEP, como Rusia) y fijado en 1,2 millones de barriles diarios. Si bien la noticia fue recibida con una ligera caída del precio del crudo (Brent), a mediados de mes la referencia spot del Brent superó los 67 \$/barril, valores no alcanzados desde finales de mayo, si bien a cierre del mes de julio el precio del crudo Brent volvió a situarse en el entorno de los 64 \$/barril.

El nivel de precios actual aun hace rentable la extracción de crudo de petróleo mediante “fracking” en EE.UU., que se ha convertido en el mayor productor de petróleo a nivel mundial, con una producción superior a los 12 millones de barriles diarios.

La evolución bajista de los precios de gas natural en Europa se justificaría, entre otros factores, por el elevado nivel de reservas y de suministro (tanto de gas natural como de GNL) en el continente. Así, al igual que en meses anteriores, en julio aumentaron los niveles de almacenamiento de gas natural, situándose para el conjunto de la Unión Europea en 888,1 TWh, lo que supone un nivel equivalente al 81,7% de la capacidad de almacenamiento, considerablemente superior al nivel de almacenamiento de hace un año (38%).

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Al cierre del mes de julio, la curva a plazo de los combustibles (véase Gráfico 25), de forma similar al mes anterior, anticipa una tendencia descendente de las cotizaciones del petróleo Brent, que pasarían de 65,17 \$/Bbl, en el mes de septiembre de 2019, a 62,20 \$/Bbl en el mes de julio de 2020.

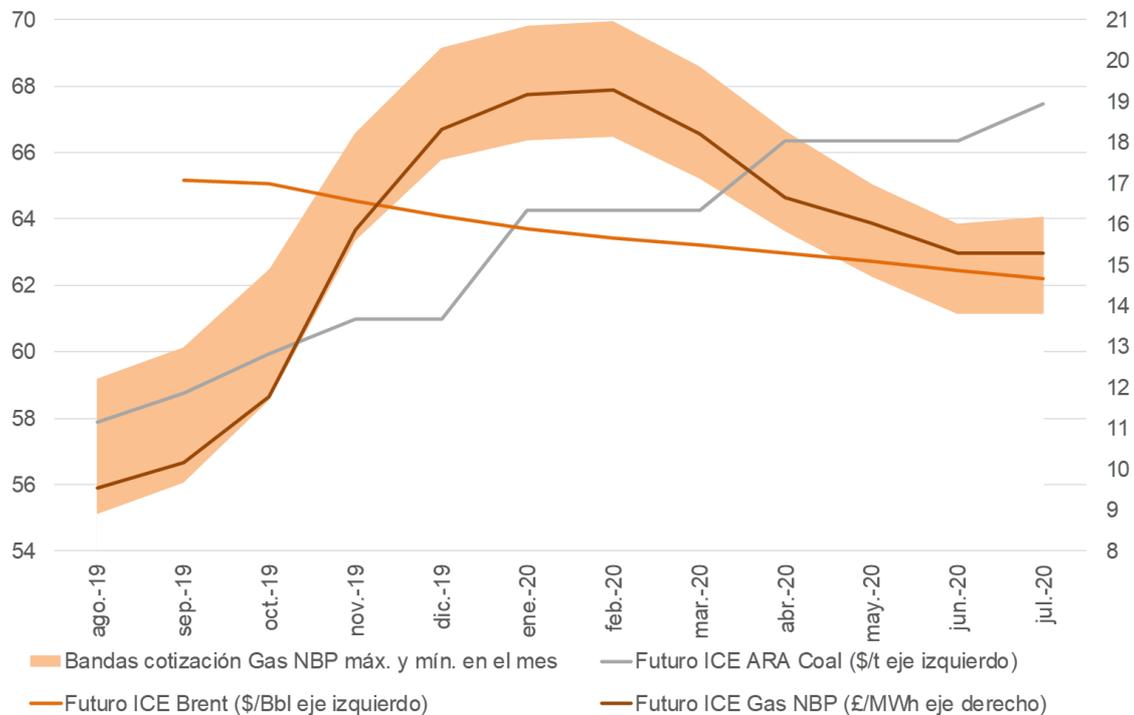
Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 31 de julio, muestra una tendencia alcista en todo el horizonte temporal considerado, pasando de una cotización prevista para el mes de agosto de 2019 de 57,90 \$/t a una cotización de 67,48 \$/ton prevista para el mes de julio de 2020.

La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de julio, muestra un claro ascenso (curva en “contango³⁸”) entre los meses de agosto de 2019 (9,53 £/MWh) y febrero de 2020 (19,29 £/MWh), alcanzando en dicho mes la cotización máxima de la curva, para, a continuación, descender hasta 15,28 £/MWh en julio de 2020.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de julio. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de julio en 2,74 £/MWh.

³⁸ 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 julio 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].

Al igual que el resto de combustibles, el precio spot del gas natural en MIBGAS mostró un comportamiento heterogéneo durante el mes de julio, situándose por encima de la mayoría de referencias (ver Gráfico 26).

A 31 de julio de 2019, el precio spot NBP se situó en 10,62 €/MWh (9,21 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 11,87 €/MWh (12,4 €/MWh en el mes anterior), disminuyéndose el diferencial entre ambas referencias de precios, al situarse en 1,25 €/MWh, frente a 3,18 €/MWh en el mes anterior. El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 11,73 €/MWh a 31 de julio de 2019 (13,30 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (31 de julio) ascendió a 10,23 €/MWh (9,38 €/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 recurso³⁹, el valor vigente para el tercer trimestre de 2019 fue el del segundo trimestre de 2019: 20,68 €/MWh; un 16,3% inferior a la referencia del primer trimestre de 2019: 24,69 €/MWh. La variación del coste de

³⁹ A incluir en el término variable en el cálculo de la Tarifa de Último Recurso de gas natural. Su valor se actualiza con periodicidad trimestral (los días 1 de enero, abril, julio y octubre), siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

la materia prima en el tercer trimestre respecto a la del segundo trimestre fue inferior al 2% y, por tanto, permaneció vigente el coste de la materia prima del primer trimestre de 2019.

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Al igual que en el mes anterior, en julio aumentó significativamente el volumen negociado (liquidez) en MIBGAS Derivatives, al negociarse 1.564 GWh con entrega en PVB, un 39,2% superior al volumen negociado en junio (1.124 GWh). Se negociaron hasta 5 tipologías de contratos, siendo el más negociado en julio el contrato mensual con vencimiento en septiembre (76,6%), con 1.198,8 GWh negociados a un precio medio ponderado de 14,23 €/MWh, seguido del contrato estacional con vencimiento en el próximo invierno (10,9%), con 170,2 GWh negociados a un precio medio ponderado de 19,9 €/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 Q4-19 y Cal-20 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

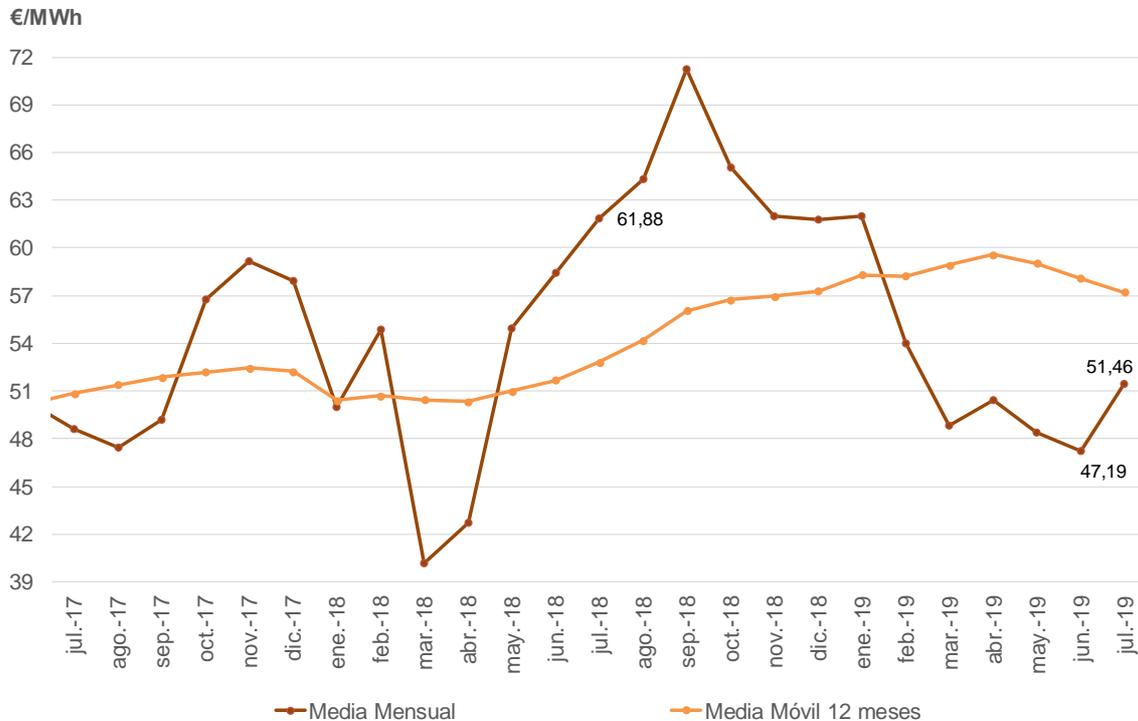
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

El Gráfico 27 muestra la evolución del precio medio mensual y de la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre julio de 2017 y julio de 2019. En el mes de julio de 2019 el precio spot medio mensual se situó en 51,46 €/MWh⁴⁰, un 9% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (47,19 €/MWh), y un 16,8% inferior al precio spot medio registrado en julio de 2018 (61,88 €/MWh).

⁴⁰ En julio de 2019 el precio spot medio portugués se situó en 51,46 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 6 horas de un total de 744 horas (0,8% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio nulo. 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).

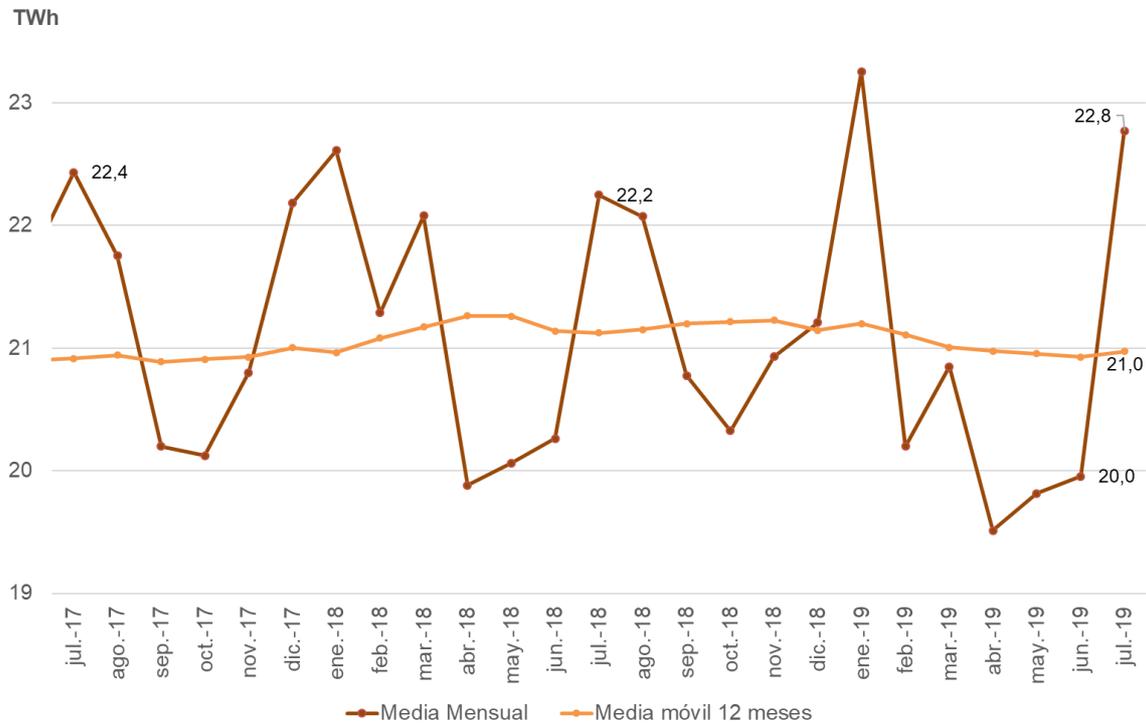
Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: julio de 2017 a julio de 2019



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 julio de 2019, la demanda se cifró en 22,8 TWh, un 14,1% superior al valor registrado en el mes anterior (20 TWh), y un 2,3% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (22,2 TWh en julio de 2018). En el mes de julio de 2019, la demanda fue un 8,6% superior a la media móvil anual (21 TWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: julio de 2017 a julio 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 junio y de julio de 2019, julio de 2018, así como para el año 2018 y el acumulado del año 2019.

Respecto al mes de julio de 2018, cabe destacar el descenso de la producción hidráulica (-46,9%) y de las centrales de carbón (-80,9%). Por el contrario, aumentó significativamente la contribución de los ciclos combinados (+210,1%), así como la producción eólica (+27,8%).

Derivado de lo anterior, la participación de fuentes renovables cayó más de 4 puntos porcentuales en julio de 2019 (30%), respecto a julio de 2018 (34,4%). Para el conjunto del año 2018, el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 39,5%.

Prosigue la tendencia bajista en los precios del gas, por lo que se mantiene la inversión en el orden de mérito económico del coste de las tecnologías térmicas de carbón y gas, en beneficio de los ciclos combinados, como ya ocurriera en los meses previos.

En línea con el aumento de la demanda y de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales térmicas convencionales (+40%), inducido por la menor producción renovable, el precio de mercado spot en el mes de julio ascendió (+4,27 €/MWh respecto al registrado en junio de 2019).

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

	jul-19	jun-19	jul-18	% Var. jul-19 vs. jun-19	% Var. jul-19 vs. jul-18	2018	2018 % Total Demanda transporte	2019	2019 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,62	1,67	3,04	-3,3%	-46,9%	35,52	14,0%	14,32	9,8%
Nuclear	5,13	4,66	4,49	10,1%	14,4%	53,27	21,0%	33,52	22,9%
Carbón	0,67	0,42	3,50	58,9%	-80,9%	35,01	13,8%	8,38	5,7%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	7,06	5,10	2,28	38,4%	210,1%	26,68	10,5%	26,37	18,0%
Eólica	3,17	3,19	2,48	-0,8%	27,8%	49,06	19,3%	30,20	20,6%
Solar fotovoltaica	0,95	0,90	0,89	5,6%	6,5%	7,35	2,9%	5,25	3,6%
Solar térmica	0,77	0,79	0,90	-2,3%	-14,6%	4,68	1,8%	3,64	2,5%
Otras renovables ⁽²⁾	0,33	0,29	0,33	14,3%	-0,9%	3,62	1,4%	2,10	1,4%
Cogeneración	2,47	2,42	2,40	2,0%	2,7%	28,90	11,4%	17,56	12,0%
Residuos	0,22	0,21	0,27	5,2%	-16,9%	3,01	1,2%	1,62	1,1%
Total Generación	22,40	19,66	20,59	13,9%	8,8%	247,14	97,4%	143,00	97,7%
Consumo en bombeo	-0,08	-0,08	-0,07	5,2%	15,7%	-3,20	-1,3%	-1,49	-1,0%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,20	-0,16	-0,16	27,8%	25,5%	-1,23	-0,5%	-1,01	-0,7%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	0,66	0,54	1,89	22,1%	-65,2%	11,05	4,4%	5,84	4,0%
Total Demanda transporte	22,77	19,95	22,25	14,1%	2,3%	253,74	100,0%	146,35	100,0%

⁽¹⁾ Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

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

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

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

Fuente: REE

