



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



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

30 de enero de 2019

IS/DE/003/18

Índice

1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	3
1.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación 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)	6
2. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	8
2.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	14
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento	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	24
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX	24
3.2. Evolución de la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	25
4. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	28
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	29
4.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	35
4.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	36
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	42
4.5. Análisis de los precios spot en España	42

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

Al igual que en el mes de octubre de 2018, el precio medio del mercado de contado volvió a mostrar una tendencia descendente en el mes de noviembre, situándose en 61,97 €/MWh frente a 65,08 €/MWh del mes de octubre (-4,8%).

En el mercado a plazo, se suavizó la tendencia descendente de los precios de los contratos con vencimiento más cercano respecto al mes anterior² (la excepción el contrato mensual con entrega en el mes de febrero de 2019, que aumentó su cotización respecto al mes anterior). El mayor descenso se registró en la cotización de los contratos mensuales con vencimiento más próximo: -3,6% en el caso del contrato mensual con liquidación en diciembre (60,95 €/MWh a cierre del mes de noviembre) y -3,4% en el contrato mensual con liquidación en enero de 2019 (63,60 €/MWh a cierre del mes de noviembre).

Por su parte, las cotizaciones de los contratos con vencimiento más lejano aumentaron la tendencia alcista ya observada el mes anterior, con la excepción del precio del contrato con liquidación en el segundo trimestre de 2019, que tras aumentar un 6% en el mes de octubre, se mantuvo en el mismo nivel de cotización de cierre que el mes anterior (57,00 €/MWh).

En los contratos con vencimiento más lejano, el mayor incremento en la cotización fue la registrada por el contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2019 (+5,2%), situándose en 63,00 €/MWh a cierre del mes de noviembre. Por su parte, el precio del contrato trimestral con liquidación en el cuarto trimestre de 2019 aumentó un 3,4% (64,10 €/MWh a cierre del mes de noviembre).

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 octubre de 2018 frente a 30 de noviembre de 2018.

La cotización del contrato con liquidación en el año 2019 aumentó un 1,8%, cifrándose en 61,40 €/MWh a 30 de noviembre de 2018. Por su parte, el precio del contrato anual con vencimiento en el año 2020 se incrementó un 1,1%, alcanzando los 54,20 €/MWh al cierre del mes.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

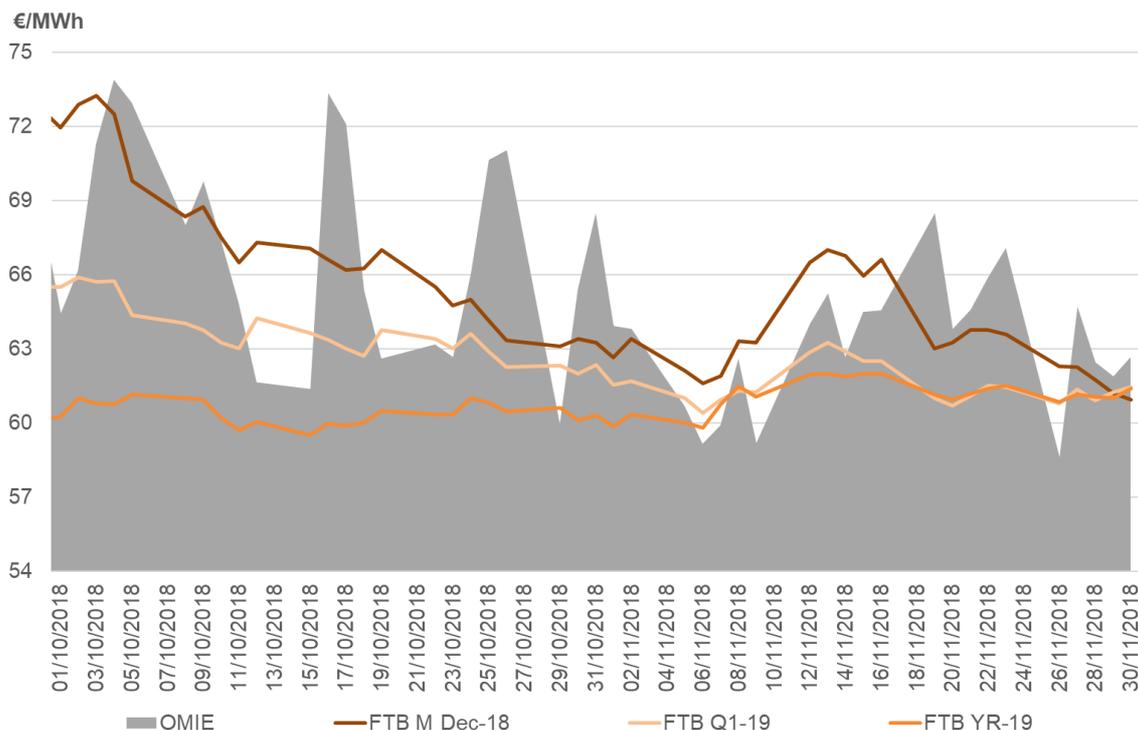
Contratos	MES DE NOVIEMBRE DE 2018				MES DE OCTUBRE DE 2018				% Δ Últ. Cotiz. nov-18 vs. oct-18
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Dec-18	60,95	67,00	60,95	63,49	63,25	73,25	62,00	66,60	-3,6%
FTB M Jan-19	63,60	65,40	62,70	63,88	65,86	69,59	63,10	67,15	-3,4%
FTB M Feb-19	64,17	64,18	60,46	62,65	62,35	65,88	65,49	67,22	2,9%
FTB Q1-19	61,45	63,25	60,40	61,53	62,35	65,88	62,00	63,64	-1,4%
FTB Q2-19	57,00	57,88	56,13	56,90	57,00	57,00	62,00	63,64	0,0%
FTB Q3-19	63,00	64,14	59,39	62,68	59,88	61,60	54,50	55,90	5,2%
FTB Q4-19	64,10	64,11	61,46	63,34	61,97	63,15	58,72	60,21	3,4%
FTB YR-19	61,40	62,00	59,80	61,12	60,30	61,15	60,19	61,95	1,8%
FTB YR-20	54,20	54,70	53,25	53,90	53,60	54,75	59,50	60,42	1,1%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de octubre a 31/10/2018 y últimas cotizaciones de noviembre a 30/11/2018.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

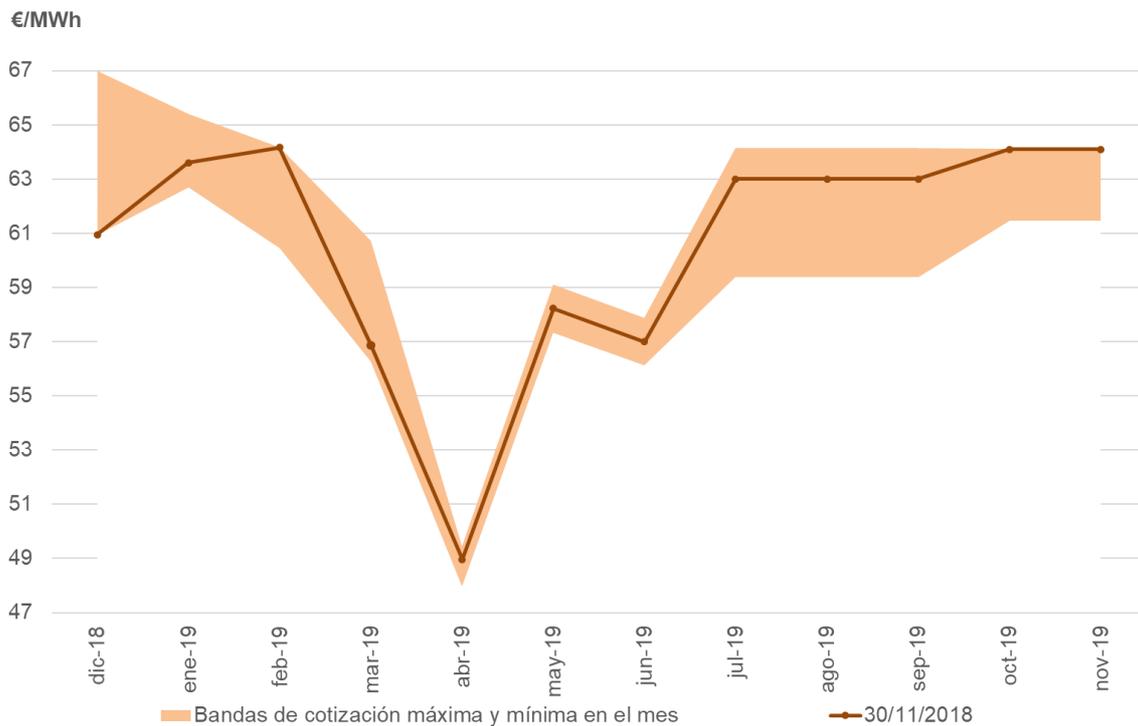
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de octubre a 30 de noviembre de 2018**



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

El Gráfico 2 (a continuación) muestra el rango de variación de la curva a plazo durante el mes de noviembre de 2018. A 30 de noviembre, la curva presenta un comportamiento ascendente (curva en “contango”) en los meses de diciembre a febrero (máximo de 64,17 €/MWh en febrero), para descender hasta 48,96 €/MWh en el mes de abril (curva en “backwardation”). A partir de ahí (salvo un ligero descenso en junio), la tendencia vuelve a ser creciente, alcanzándose una cotización de 64,10 €/MWh en el cuarto trimestre de 2019.

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

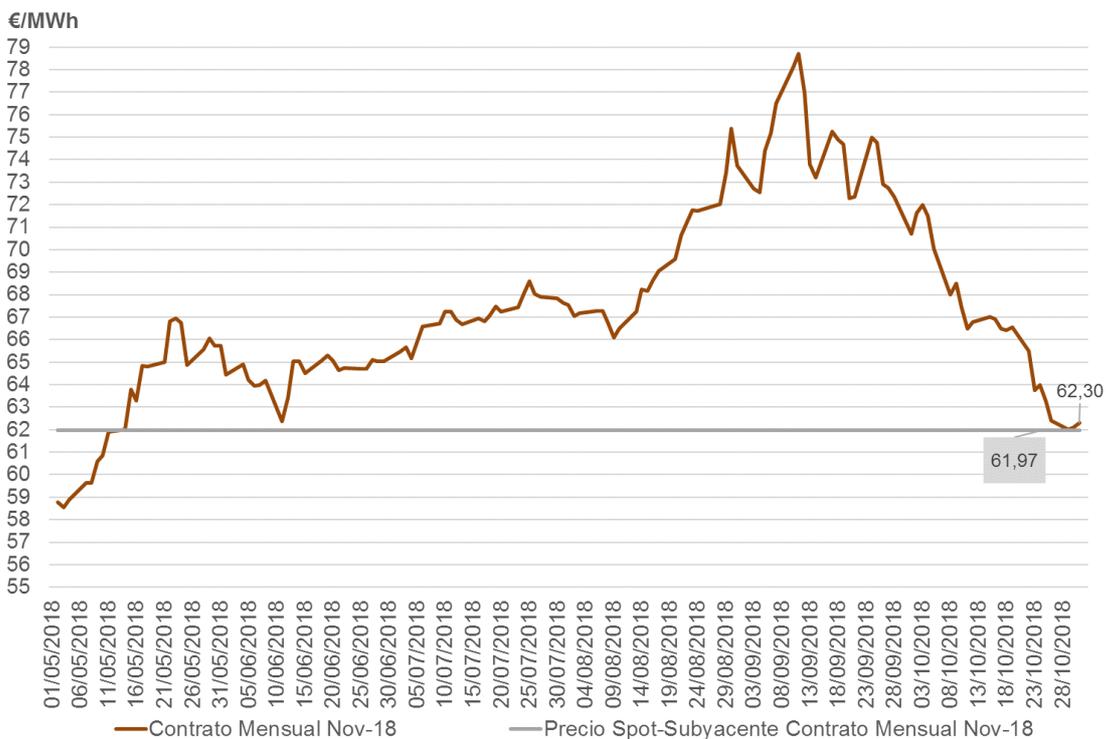
En el mes de noviembre, el precio medio del mercado diario (61,97 €/MWh) fue inferior en un 4,8% al registrado en el mes anterior (65,08 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en noviembre de 2018 (31 de octubre de 2018) anticipaba un precio medio del mercado diario de 62,30 €/MWh para dicho mes, un 0,5% superior al precio spot finalmente registrado (61,97 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP³, se alcanzaron respectivamente el 11 de septiembre de 2018 (máxima de 78,70 €/MWh) y el 3 de mayo de 2018 (mínima de 58,54 €/MWh), tal y como se observa en el Gráfico 3, siendo el diferencial máximo de cotización del contrato de 20,16 €/MWh. Las

³ Del 2 de mayo al 31 de octubre de 2018.

primas de riesgo calculadas ex post⁴ del contrato mensual de noviembre fueron negativas sólo durante los primeros días de su periodo de negociación, de forma que las posiciones netas vendedoras (compradoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios) durante este periodo. A partir del 14 de mayo, se invirtió la situación y la prima de riesgo fue positiva hasta el final del periodo de negociación del contrato.

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2018 en OMIP vs. precio spot de noviembre de 2018. Periodo del 1 de mayo de 2018 a 31 de octubre de 2018



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018, con datos a 30 de noviembre, anticipa un precio medio del mercado diario de 60,95 €/MWh.

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

En noviembre de 2018 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en

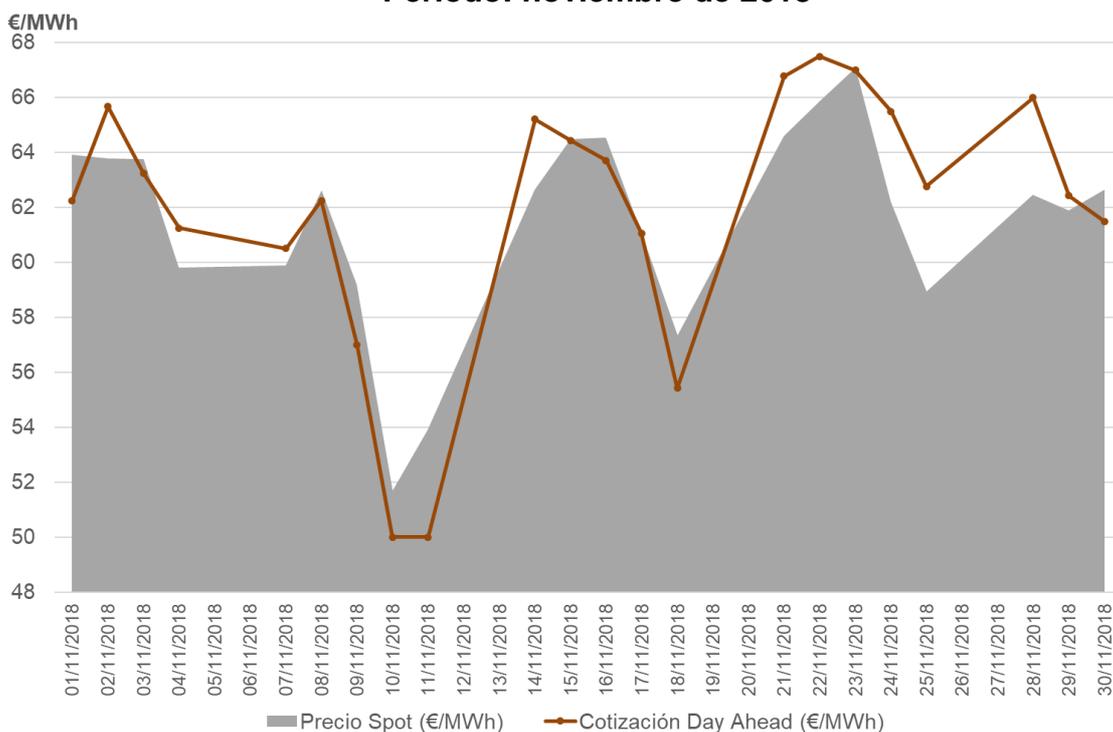
⁴ Diferencia entre la cotización diaria del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2018 y el precio medio (media aritmética) del mercado diario en noviembre de 2018.

noviembre de 2018 (61,89 €/MWh) fue superior al precio medio diario del mercado de contado en noviembre de 2018 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵) que se situó en 61,57 €/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 noviembre de 2018 fue positiva (0,32 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con beneficios (pérdidas).

En el mes de noviembre de 2018, la máxima prima de riesgo ex post⁶ de los contratos *day-ahead* se registró el día 11 (-3,92 €/MWh).

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



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

⁵ 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.

⁶ Máximo en valor absoluto.

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

A continuación se describe la evolución de la negociación, en términos acumulados, en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX⁷– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española. En la sección 2.2 se analiza en detalle la evolución del volumen de negociación en dichos mercados por tipo de contrato (en función del vencimiento) y en la sección 2.3 se analiza la evolución del volumen negociado en función del número de días desde que dicho volumen se negocia hasta que empieza a liquidarse. La sección 2.4 muestra cuánto del volumen negociado en los mercados a plazo se liquida cada mes.

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

En esta sección se presentan los volúmenes de negociación en los mercados de futuros de OMIP y de EEX, así como en el mercado no organizado (mercado OTC) durante los meses de octubre y de noviembre de 2018⁸.

En el mes de noviembre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,5 TWh, similar al volumen negociado en el mes anterior (14,8 TWh), y un 24,2% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,7 TWh).

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) representó, en noviembre de 2018, el 4,8% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC), frente al 9,6% de octubre de 2018. En el conjunto de 2017, el volumen negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) se situó en 13,7 TWh representando el 9,5% del volumen total negociado en los mercados a plazo.

⁷ 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.

⁸ La CNMC dispone de información completa de las transacciones que se realizan en el mercado de futuros de OMIP, así como de las transacciones que se negocian en el mercado OTC que se registran voluntariamente por las partes en OMIClear (Cámara de Contrapartida Central del mercado de futuros de OMIP). Dicha información es remitida diariamente por la CMVM al resto de miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL al cierre de cada sesión de negociación.

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

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

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en dichos mercados en noviembre de 2018 (14,5 TWh) representó el 69,4% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (20,9 TWh), superior al porcentaje (57,1%) que representó la negociación en dichos mercados en el año 2017 (143,8 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (252 TWh)⁹.

En el mes de noviembre de 2018, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) de OMIClear (mercado de derivados de OMIP), BME Clearing y European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX¹⁰) se situó en 13,9 TWh (un 22,1% superior al volumen registrado el mes anterior).

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

⁹ En noviembre de 2017, el volumen total negociado en los mercados a plazo (11,7 TWh) representó el 56,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (22,8 TWh).

¹⁰ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot francés y precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de julio de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

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

Volumen negociado (GWh)	Mes actual noviembre 2018	Mes anterior octubre 2018	% Variación	Acumulado 2018	Total 2017	2018 (%)	2017 (%)
OMIP	559	849	-34,1%	5.586	7.657	3,9%	5,3%
EEX	132	579	-77,1%	5.303	6.000	3,7%	4,2%
OTC	13.817	13.396	3,1%	130.886	130.172	92,3%	90,5%
OTC registrado y compensado**:	13.949	11.426	22,1%	108.704	94.359	76,7%	65,6%
<i>OMIClear</i>	1.235	1.158	6,7%	10.418	15.463	7,3%	10,8%
<i>BME Clearing</i>	1.641	1.780	-7,8%	11.198	17.951	7,9%	12,5%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	11.072	8.487	30,5%	87.088	60.945	61,4%	42,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	14.508	14.823	-2,1%	141.774	143.829	100,0%	100,0%

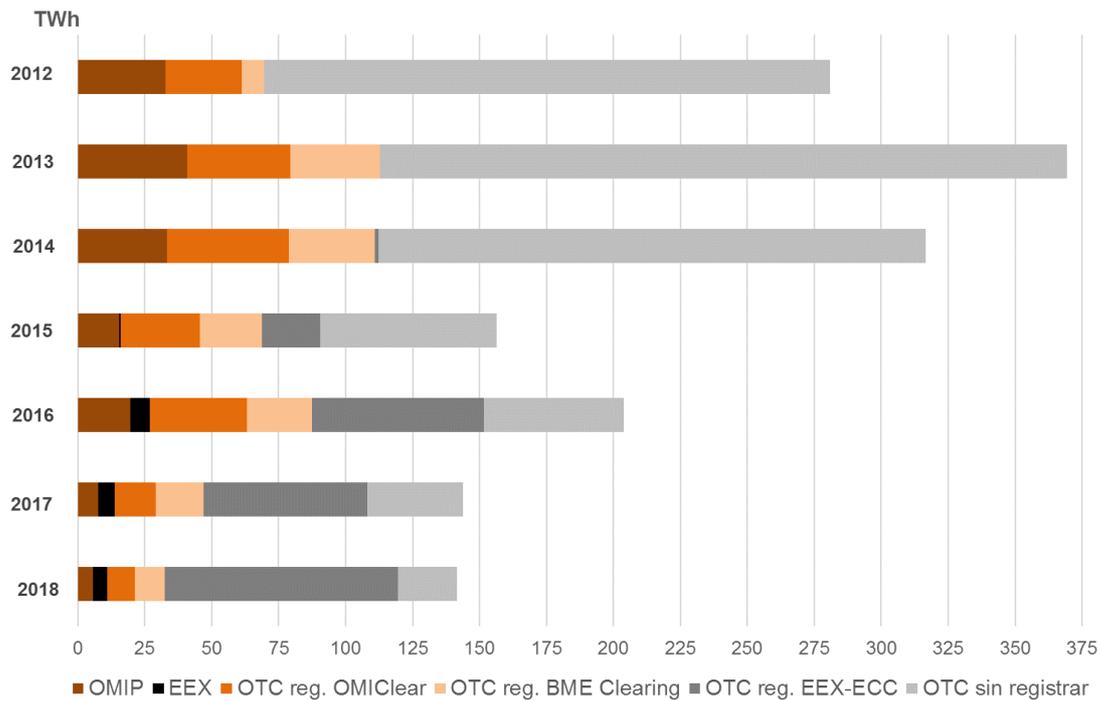
* Volumen negociado de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española.

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

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

En el Gráfico 5 se muestra el volumen total negociado en el mercado a plazo, desde el 1 de enero de 2012 hasta el 30 de noviembre de 2018, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en BME Clearing, en OMIClear y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

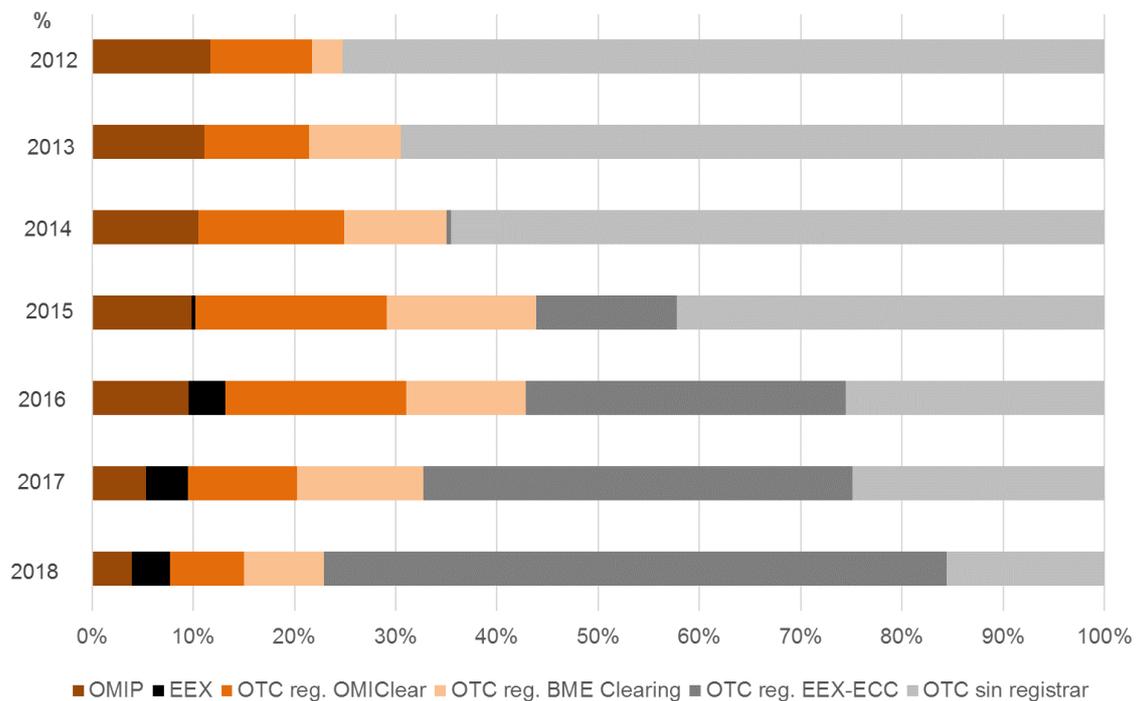
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a noviembre de 2018



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

El Gráfico 6 muestra la misma información que el gráfico anterior, expresada en términos porcentuales. Entre enero y noviembre de 2018, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 108,7 TWh, lo que representa el 83,1% del volumen negociado en el mercado OTC (130,9 TWh).

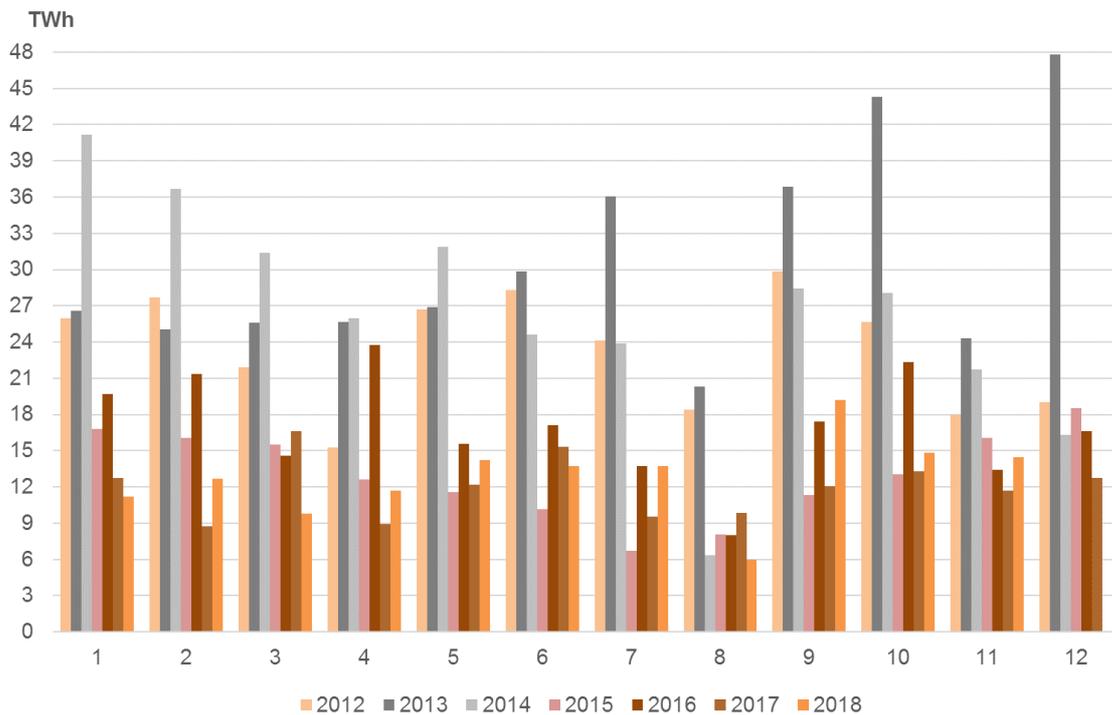
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2012 a noviembre de 2018



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

El Gráfico 7 muestra la evolución del volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde enero de 2012 hasta noviembre de 2018. En el mes de noviembre de 2018 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,5 TWh, un 24,2% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (11,7 TWh en noviembre de 2017).

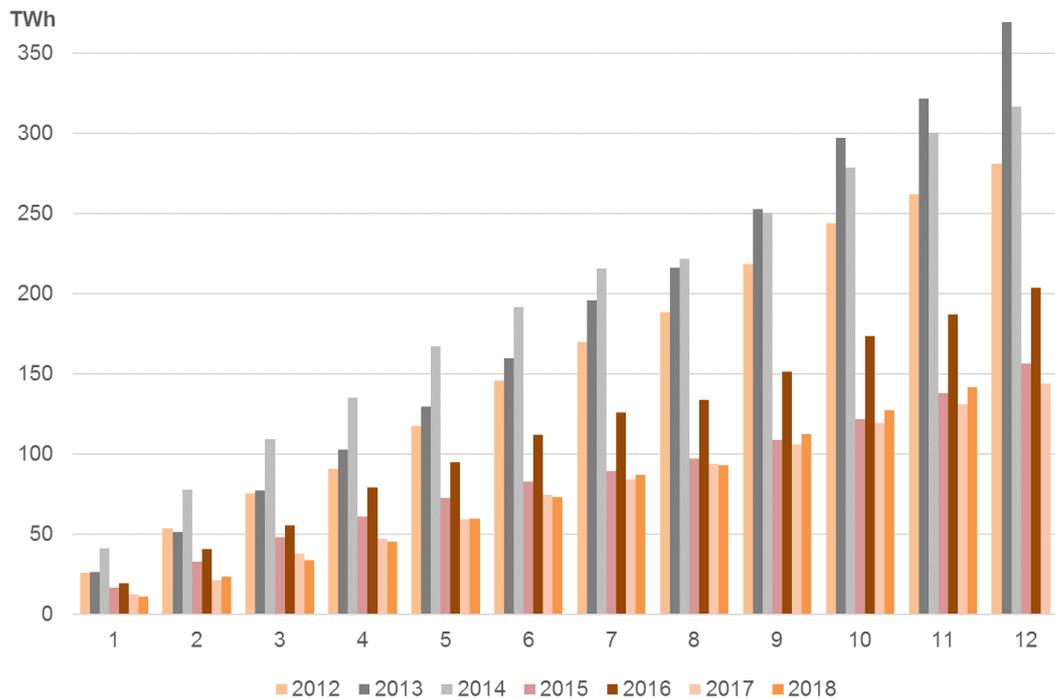
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2012 a noviembre de 2018



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

En el Gráfico 8 se presenta la misma información que en el gráfico anterior, pero acumulando, para cada año y en cada uno de los meses, el volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. De enero a noviembre de 2018, el volumen de negociación acumulado en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en 141,8 TWh, un 8,2% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo periodo del año anterior (131,1 TWh).

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



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

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

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

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

negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 94,6% (13,7 TWh). En el mes previo dicho porcentaje de negociación fue superior (97,1%)¹¹.

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 5,4% (0,8 TWh), siendo en el mes previo dicho porcentaje de negociación inferior (2,9%; 0,4 TWh)¹². En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en noviembre a 1.085 MW (3,7% de la demanda horaria media de dicho mes, 29.068 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en noviembre fue el contrato con liquidación semanal con el 54% (0,4 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (0,8 TWh)¹³, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 35,3% (0,3 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En noviembre de 2018 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos anuales, con el 72,8% (10 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (13,7 TWh)¹⁴. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación mensual, con el 14,6% (2 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el correspondiente al año 2019, cuyo volumen negociado en el mes de noviembre ascendió a 6,9 TWh (69,1% 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 2,2 TWh (22,1% de los contratos anuales negociados) y el correspondiente al contrato con liquidación a tres años vista (Cal+3), se situó en 0,3 TWh (3,1% de los contratos anuales negociados). El volumen total de contratos anuales negociados con liquidación a cuatro (Cal+4), cinco (Cal+5) y seis (Cal+6) años vista fue de 0,6 TWh. En el mes de noviembre, a diferencia del mes anterior, no se negociaron contratos con liquidación posterior a 2024.

¹¹ En noviembre de 2017 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 82,3% (9,6 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹² En noviembre de 2017, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes sobre el volumen total negociado en los mercados a plazo fue del 17,7 % (2,1 TWh).

¹³ En el mes de octubre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue inferior (39,6%; 0,2 TWh).

¹⁴ En el mes de octubre de 2018 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue superior (75,5%; 10,9 TWh).

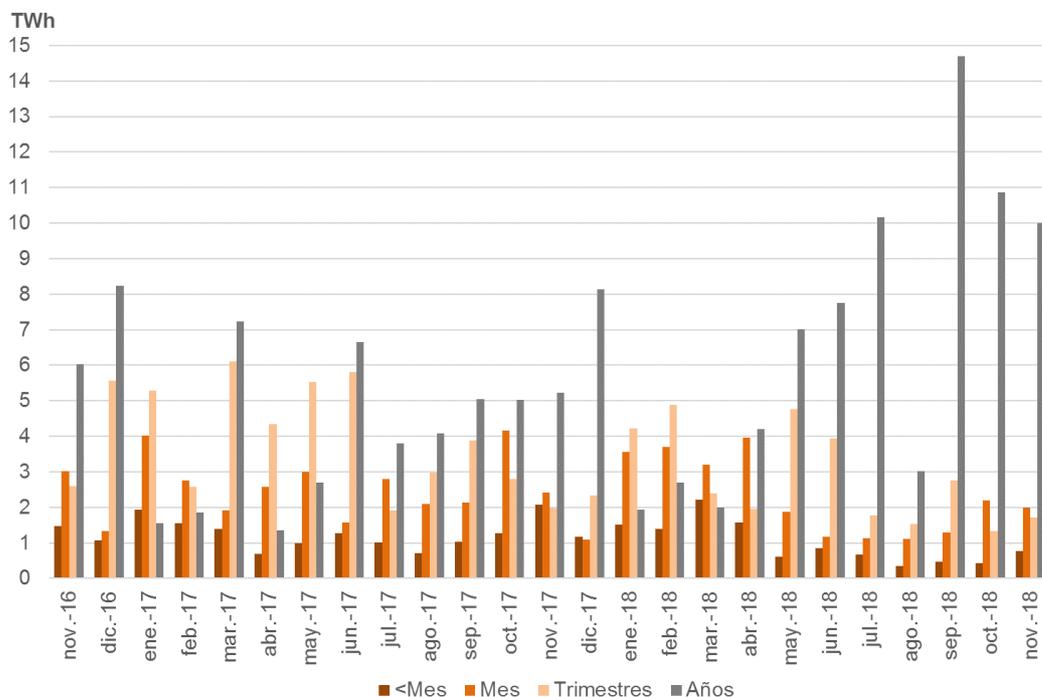
En 2017, los contratos más negociados fueron el anual, seguido del trimestral y del mensual (36,6%, 31,7% y 21,2%, respectivamente, sobre el volumen total negociado).

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

Tipo de contrato	Mes actual noviembre-18	Mes anterior octubre-18	% Variación	Total 2018	% Total 2018	Total 2017	% Total 2017
Diario	276	253	9,1%	5.403	49,7%	7.494	49,7%
Fin de semana	83	11	640,2%	1.126	10,4%	1.340	8,9%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	28	0,44%
Semana	422	173	143,9%	4.338	39,9%	6.222	41,2%
Balance de mes	0	0	-	3	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	781	437	78,8%	10.869	7,7%	15.084	10,5%
Mensual	2.005	2.191	-8,5%	25.212	19,3%	30.541	23,7%
Trimestral	1.720	1.336	28,7%	31.308	23,9%	45.547	35,4%
Balance de Año	9	0	-	9	0,0%	0	0,0%
Anual	9.993	10.858	-8,0%	74.376	56,8%	52.657	40,9%
Total Largo Plazo	13.727	14.386	-4,6%	130.905	92,3%	128.745	89,5%
Total	14.508	14.823	-2,1%	141.774	100%	143.829	100%

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

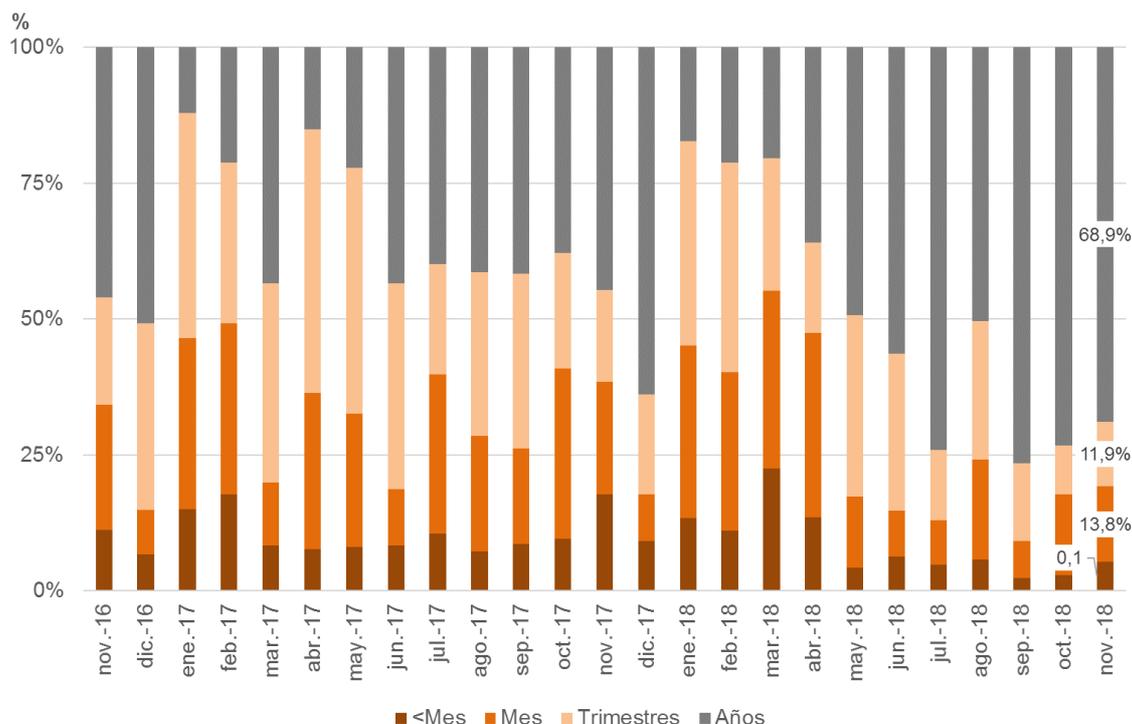
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh)
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: 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: noviembre 2016 a noviembre 2018



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

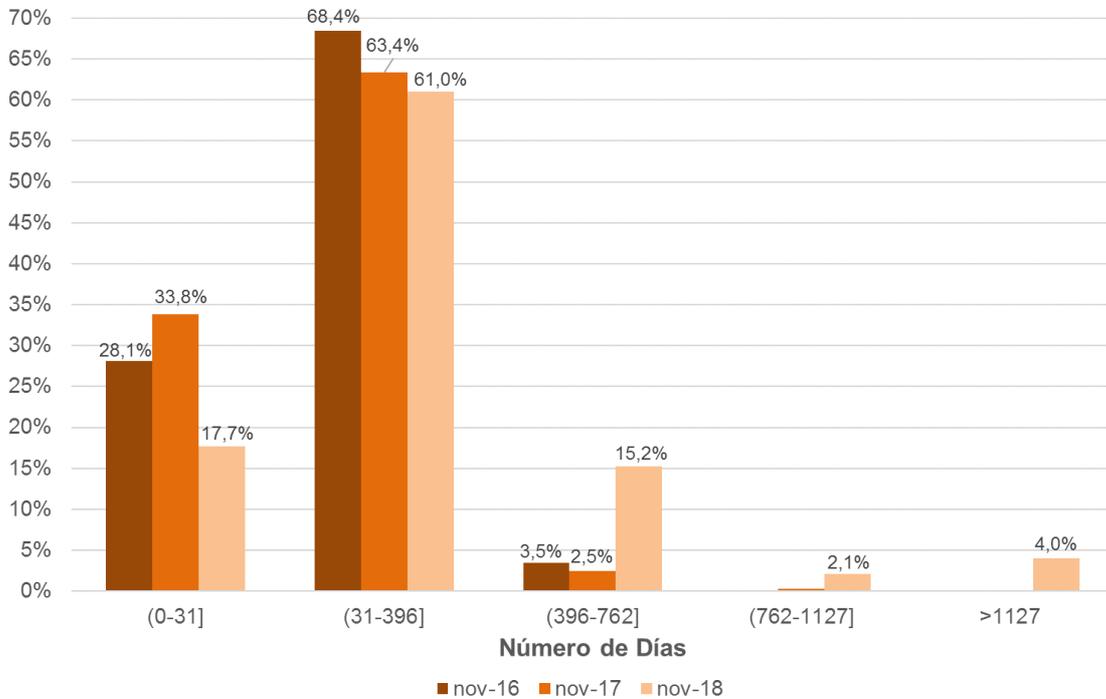
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

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 noviembre de 2018, la liquidez del mercado a plazo en España se concentró en contratos cuya liquidación comienza en 2019, con el 61% del total negociado en el mes de noviembre; y en contratos que se liquidan en el último mes de 2018 (contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018), con el 17,7% del total negociado (véase Gráfico 11).

Por su parte, el volumen de contratos anuales con vencimiento a dos años vista (Cal+2), negociados en noviembre de 2018, ascendió a 2,2 TWh (el 15,2% del volumen total negociado), el contrato anual a tres años vista (Cal+3) alcanzó 0,3 TWh (2,1% del volumen total negociado en dicho mes). El volumen de contratos con liquidación posterior a 2021 ascendió a 0,6 TWh (4% del volumen total contratado). En particular, se negociaron contratos anuales con liquidación hasta 2024 (Cal+6).

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



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

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

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

Hasta el 30 de noviembre de 2018, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en noviembre de 2018¹⁵ se situó en torno a 10.699 GWh, un 7,1 % superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en octubre de 2018 (9.986 GWh), y un 28,9% inferior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en noviembre de 2017 (15.050 GWh).

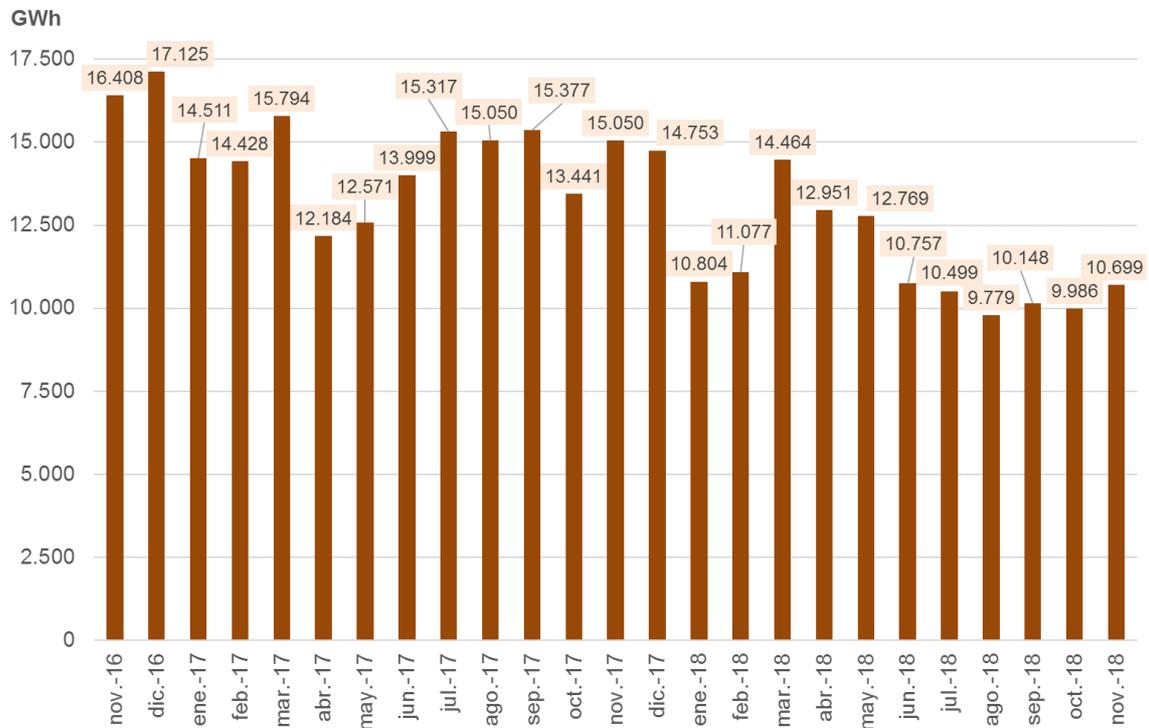
Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en noviembre de 2018, el 92,8% (9.928 GWh) correspondió a

¹⁵ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2018: mensual nov-18, trimestral Q4-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en noviembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual nov-18, trimestral Q4-18 y anual 2018), mientras que el 7,2% restante (770 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes).

Como referencia de la liquidez de los mercados OTC, OMIP y EEX, cabe mencionar que el volumen de contratos a plazo con liquidación en noviembre de 2018 (10.699 GWh) representó el 51,1% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (20.929 GWh).

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



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

El Gráfico 13 muestra el volumen total negociado (en MW) en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales por mes de liquidación¹⁶. El volumen total de negociación, en dichos mercados sobre los contratos mencionados con liquidación en noviembre de 2018 (nov-18, Q4-18 y anual 2018) se situó en 13.790 MW, un 7,6% superior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de octubre de 2018 (12.818 MW) y un 23,5% inferior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de noviembre de 2017 (18.028 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en

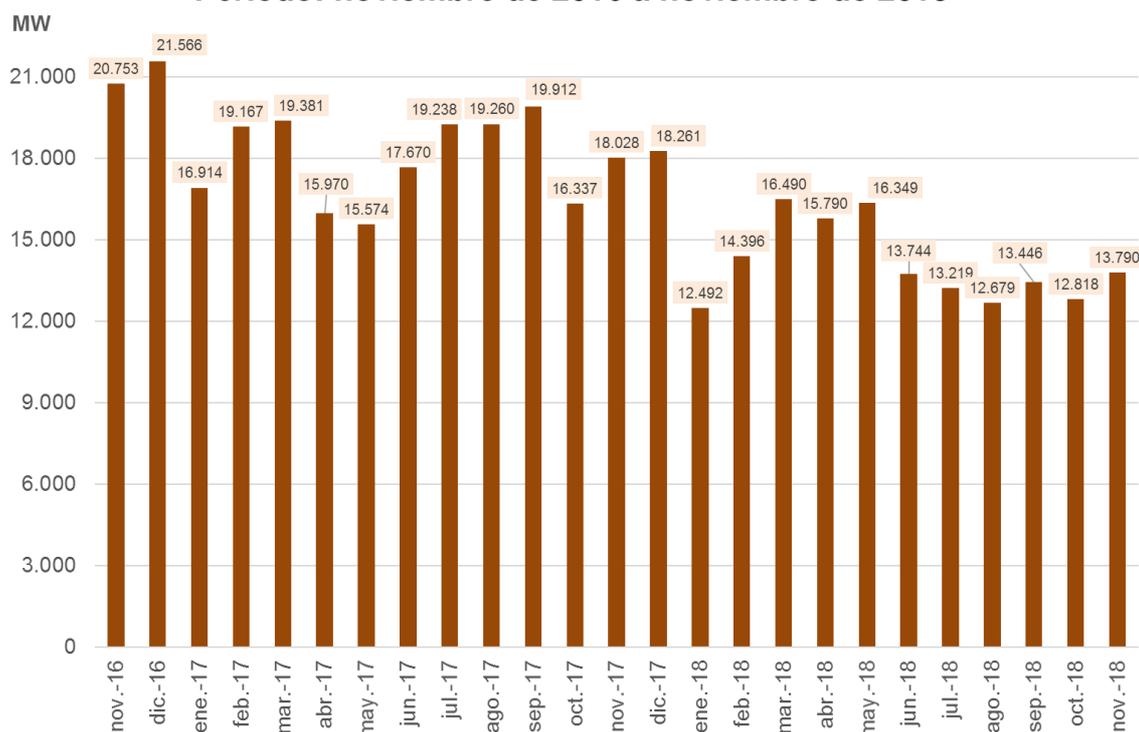
¹⁶ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

todos los días de noviembre de 2018 (13.790 MW) representó el 47,4% de la demanda horaria media de dicho mes (29.068 MW).

El volumen total negociado sobre los contratos con liquidación en todos los días de noviembre de 2018¹⁷ (13.790 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 11.813 MW (85,7% del volumen total). De forma más concreta, el 23,2% (3.198 MW) del volumen total (13.790 MW) se registró en OMIClear¹⁸ (véase Gráfico 14), el 13,1% (1.811 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 49,3% (6.804 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

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

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



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

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

¹⁷ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

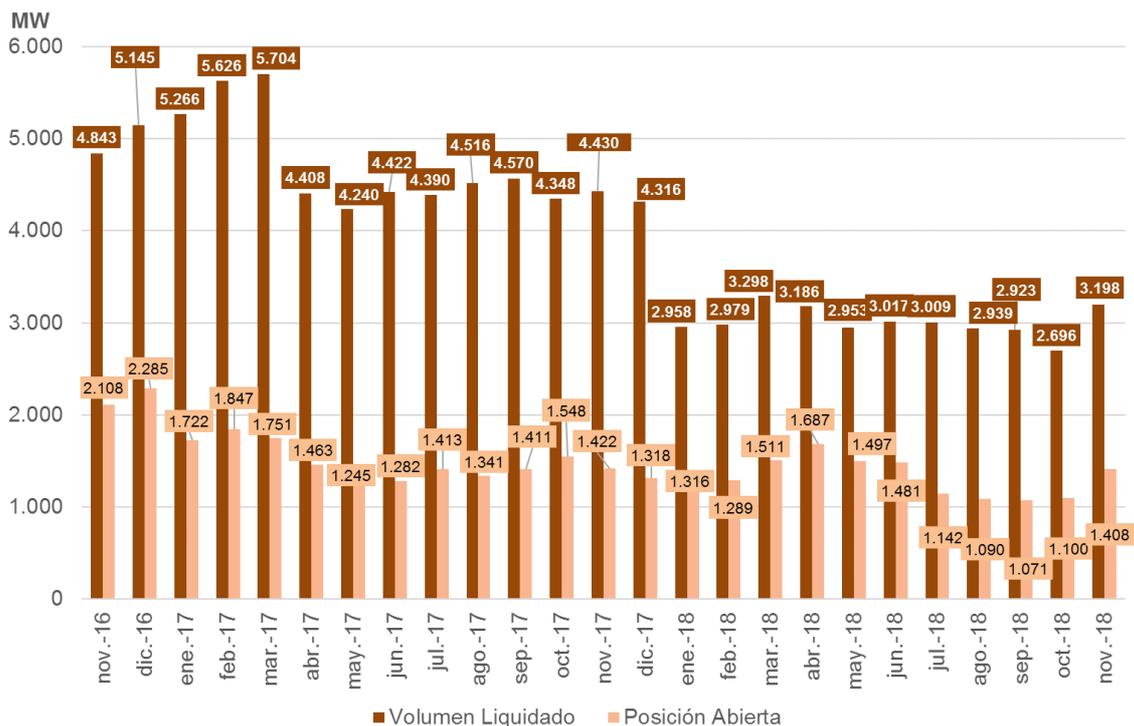
¹⁸ Volumen negociado en OMIP o bien negociado en el mercado OTC y registrado en OMIClear.

Posición abierta en OMIClear

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

En este sentido, de los 3.198 MW con liquidación en noviembre de 2018 que se registraron en OMIClear, el 56% (1.790 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 44% restante (1.408 MW) quedaron abiertas¹⁹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 56% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²⁰ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en noviembre de 2018. En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2017 ascendió al 31,6%.

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



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

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

¹⁹ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

²⁰ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos o bien en OMIP, o bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

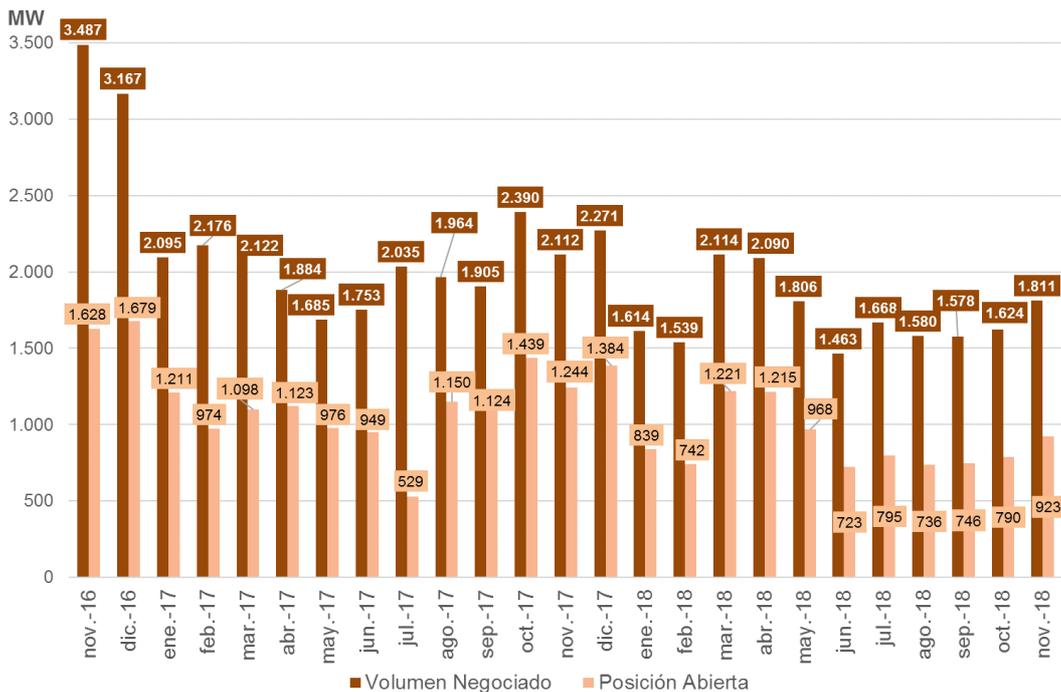
²¹ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales,

Posición abierta en BME Clearing

Asimismo, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en BME Clearing²², 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 noviembre de 2018 (13.790 MW), el 13,1% (1.811 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 49% (888 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 51% restante (923 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en BME Clearing con liquidación en 2017 ascendió al 54,1%.

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre 2018



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

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.

²² Información publicada por MEFF en su página web (<http://www.meff.es>).

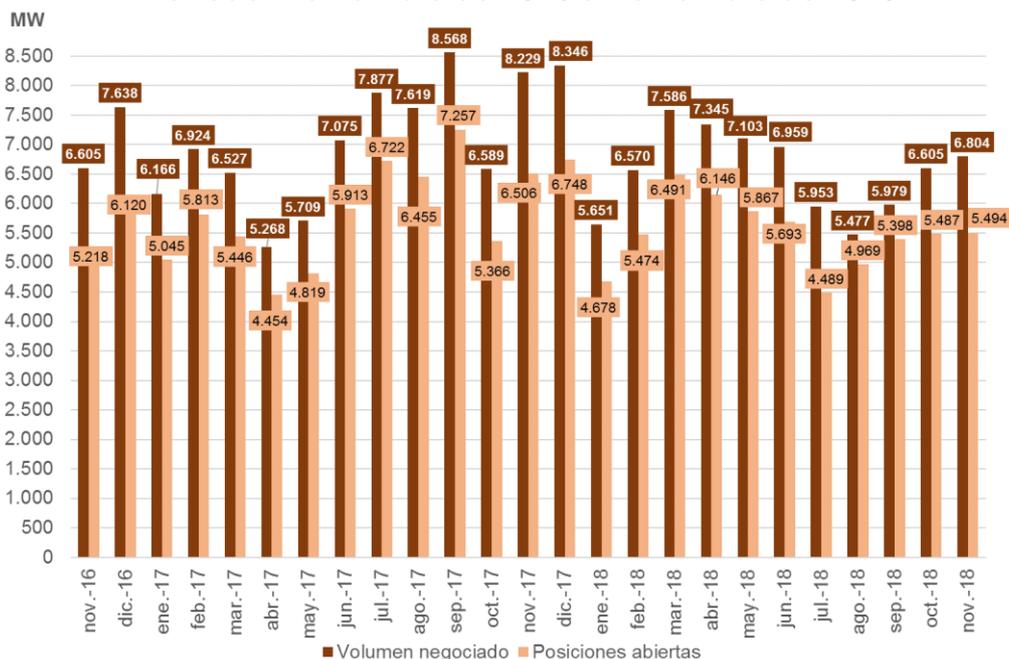
²³ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing. Dicha posición abierta incluye la

Posición 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-ECC²⁴ (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 noviembre de 2018 (13.790 MW), el 49,3% (6.804 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 19,3% (1.310 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 80,7% restante (5.494 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16). En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2017 ascendió al 83,2%.

Gráfico 16. Volumen OTC registrado en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²⁵ (MW)*
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



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

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

posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMI Clear, 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 EEX en su página web (<https://www.eex.com>).

²⁵ 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

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

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 EEX²⁶– 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.

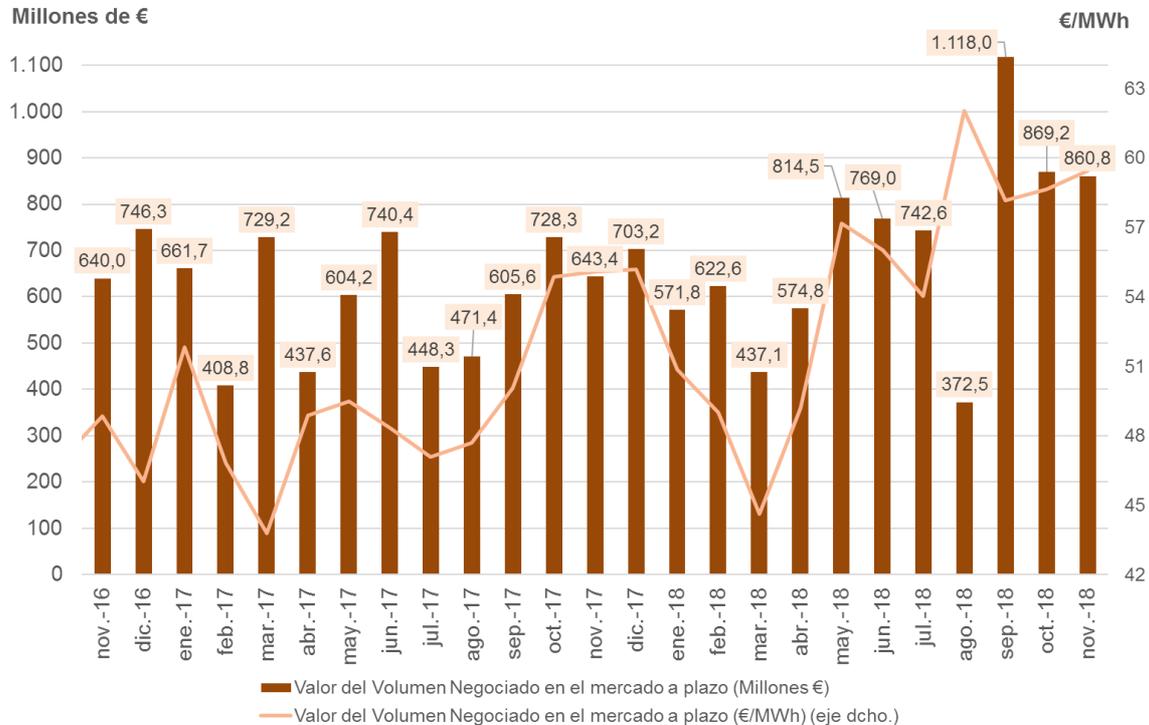
3.1. Evolución de valor económico del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX

El valor económico del volumen negociado en noviembre de 2018 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (14,5 TWh) fue de 860,8 millones de euros, inferior en un 1% al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (869,2 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en noviembre de 2018, en dichos mercados, fue 59,45 €/MWh, un 1,4% superior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (58,64 €/MWh) (véase Gráfico 17).

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.

²⁶ 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: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



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

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

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

A 30 de noviembre de 2018 la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en noviembre de 2018²⁷

²⁷ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en noviembre de 2018: mensual nov-18, trimestral Q4-18, anual YR-18, así como los contratos de balance y contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en noviembre de 2018, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

(10.699 GWh), bajo el supuesto anterior, ascendería a 85,6 millones de €²⁸; superior en un 1,5% (84,4 millones de €) a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en octubre de 2018 negociados en dichos mercados (9.986 GWh).

El precio medio de negociación de los contratos que se liquidaron en noviembre de 2018 ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 56,35 €/MWh, inferior en 3,70 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2018 (60,05 €/MWh)²⁹. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

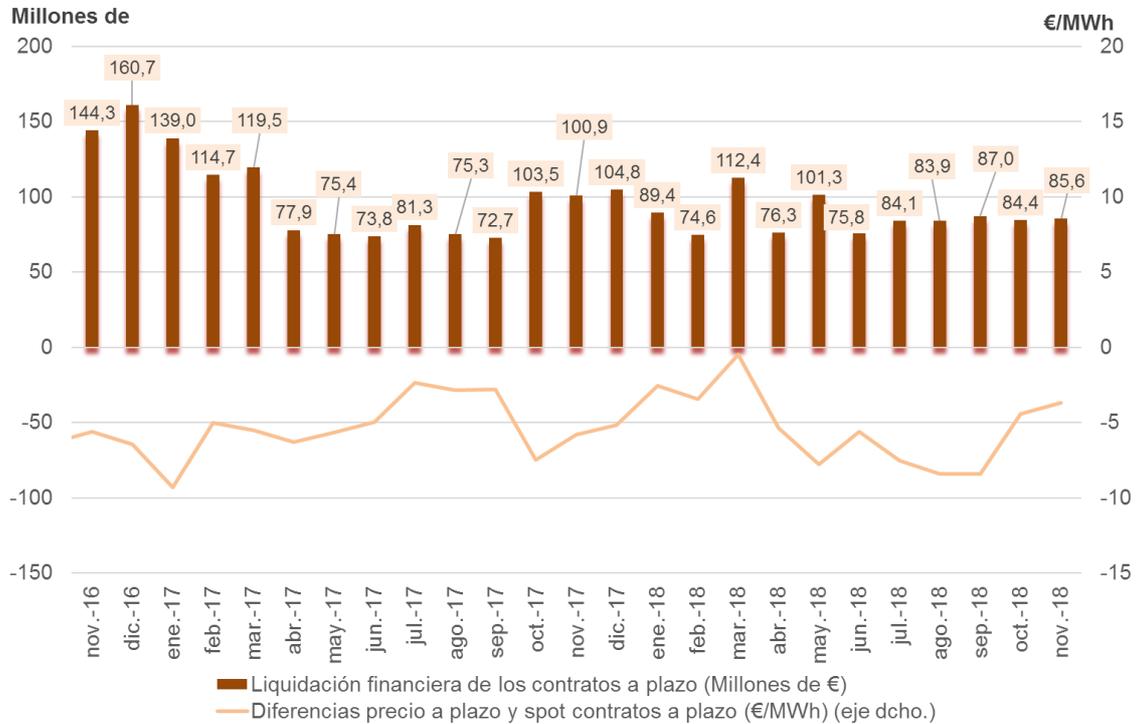
- El precio medio de los contratos que se liquidaron en todos los días del mes de noviembre de 2018 (mensual nov-18, trimestral Q4-18, anual YR-18), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 55,87 €/MWh, inferior en 4,04 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de noviembre de 2018 (59,91 €/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 78,10 €/MWh y 39,90 €/MWh, respectivamente (véase Gráfico 19).
- El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en noviembre de 2018, ponderado por el volumen liquidado, alcanzó los 62,63 €/MWh, superior en 0,72 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de noviembre (61,91 €/MWh).

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

²⁸ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las vendedoras.

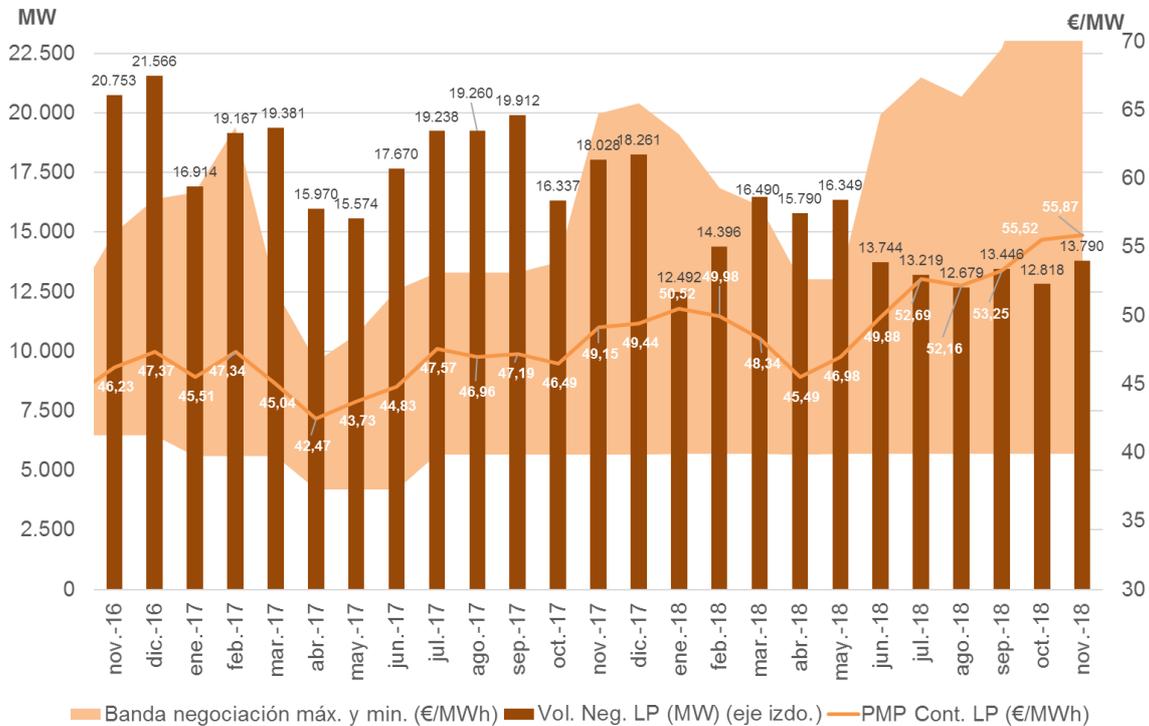
²⁹ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de noviembre provienen de contratos Q4-18 y anual 2018, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza respectivamente contra los precios spot del cuarto trimestre de 2018 y anual 2018 hasta el 30 de noviembre de 2018.

Gráfico 18. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (millones € y €/MWh) a 30 de noviembre de 2018
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



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

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



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

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

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

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

El Cuadro 4 muestra las cotizaciones a plazo en España, Alemania y Francia. Se observan diferentes comportamientos a cierre del mes de noviembre de 2018 (30 de noviembre). Así, respecto al cierre del mes anterior (31 de octubre de 2018), en el mercado español descendieron las cotizaciones de los contratos mensuales con vencimiento en diciembre de 2018 (dic-18) y en enero de 2019 (ene.-19), así como el precio del contrato trimestral con vencimiento en el primer trimestre de 2019 (Q1-19), aunque de forma menos acusada que en el mes anterior. Por el contrario, se observa una tendencia alcista en el contrato trimestral con liquidación en el tercer trimestre de 2019 y en el contrato anual con vencimiento en 2019. En el caso de los mercados alemán y francés se observa un importante cambio de tendencia, ya que (a excepción del contrato mensual con entrega en diciembre de 2018 y subyacente francés) todas las cotizaciones de los contratos a plazo de electricidad analizados presentan una tendencia ascendente, a diferencia del mes pasado, en el que la evolución era descendente en todas las cotizaciones de los contratos a plazo considerados.

En este contexto de precios, es destacable que las cotizaciones a plazo de los contratos con subyacente francés y liquidación en diciembre (contrato mensual dic-18), enero (contrato mensual ene-19), y en el primer trimestre de 2019 (Q1-19) se situaron por encima de la referencia de precio de los contratos equivalentes en el mercado español. Así, la cotización del contrato con liquidación en diciembre y subyacente francés se situó en 61,24 €/MWh, frente a 60,95 €/MWh del contrato equivalente español. En el caso del contrato mensual con liquidación en enero de 2019 y subyacente francés, la cotización se situó en 75,77 €/MWh frente a 63,60 €/MWh del contrato del mercado español. Por su parte, el precio de referencia del contrato con vencimiento en Q1-19 y subyacente francés cerró el mes de noviembre en 69,61 €/MWh, frente a 61,45 €/MWh del contrato con subyacente español.

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

Respecto al mes anterior, destaca el acusado ascenso en las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente francés (con la excepción del precio del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2018, que descendió). Las cotizaciones del contrato mensual ene-19, de los contratos trimestrales Q1-19, Q2-19 y Q3-19, y del contrato anual YR-19 se incrementaron un 7,9%, un 7,3%, un 8,8%, un 8,7% y un 7,5%, respectivamente.

En el caso del mercado alemán, destaca el incremento en los contratos con vencimiento más lejano. Las cotizaciones de los contratos trimestrales Q1-19, Q2-19 y Q3-19, y del contrato anual YR-19 se incrementaron un 5,5%, 7,7%, 7,9% y un 6,2%, respectivamente.

La cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2019, a cierre del mes de noviembre, se situó en el mercado español (61,40 €/MWh) por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (52,16 €/MWh) y en Francia (57,67 €/MWh), si bien se redujo el diferencial de precios entre el contrato español y sus equivalentes alemán (-1,96 €/MWh) y francés (-2,90 €/MWh) con respecto al mes anterior.

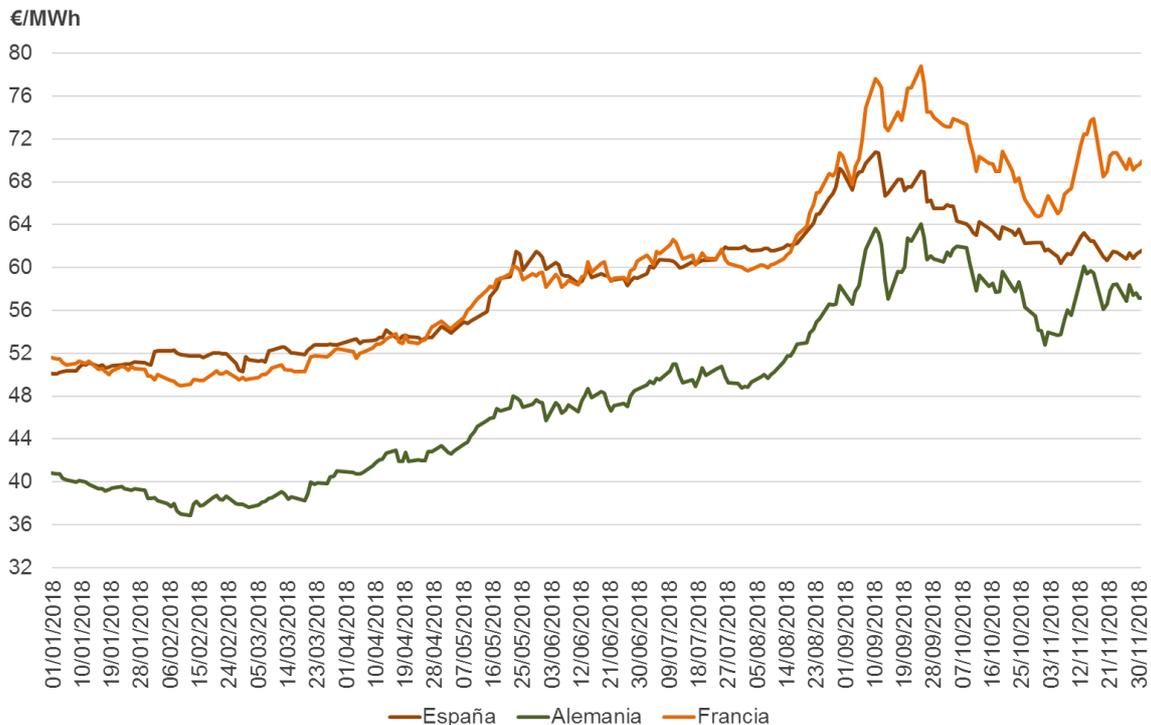
Cuadro 4. Evolución de las cotizaciones a plazo (producto base) en España, Alemania y Francia

	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	noviembre-18	octubre-18	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-18	octubre-18	% Variación nov. vs. oct.	noviembre-18	octubre-18	% Variación nov. vs. oct.
dic.-18	60,95	63,25	-3,6%	51,05	50,72	0,7%	61,24	63,88	-4,1%
ene.-19	63,60	65,86	-3,4%	60,76	58,40	4,0%	75,77	70,19	7,9%
Q1-19	61,45	62,35	-1,4%	57,12	54,13	5,5%	69,61	64,90	7,3%
Q2-19	57,00	57,00	0,0%	48,21	44,75	7,7%	48,85	44,88	8,8%
Q3-19	63,00	59,88	5,2%	49,22	45,60	7,9%	49,03	45,11	8,7%
YR-19	61,40	60,30	1,8%	52,16	49,10	6,2%	57,67	53,67	7,5%

Nota: Cotizaciones de octubre a 31/10/2018 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2018.

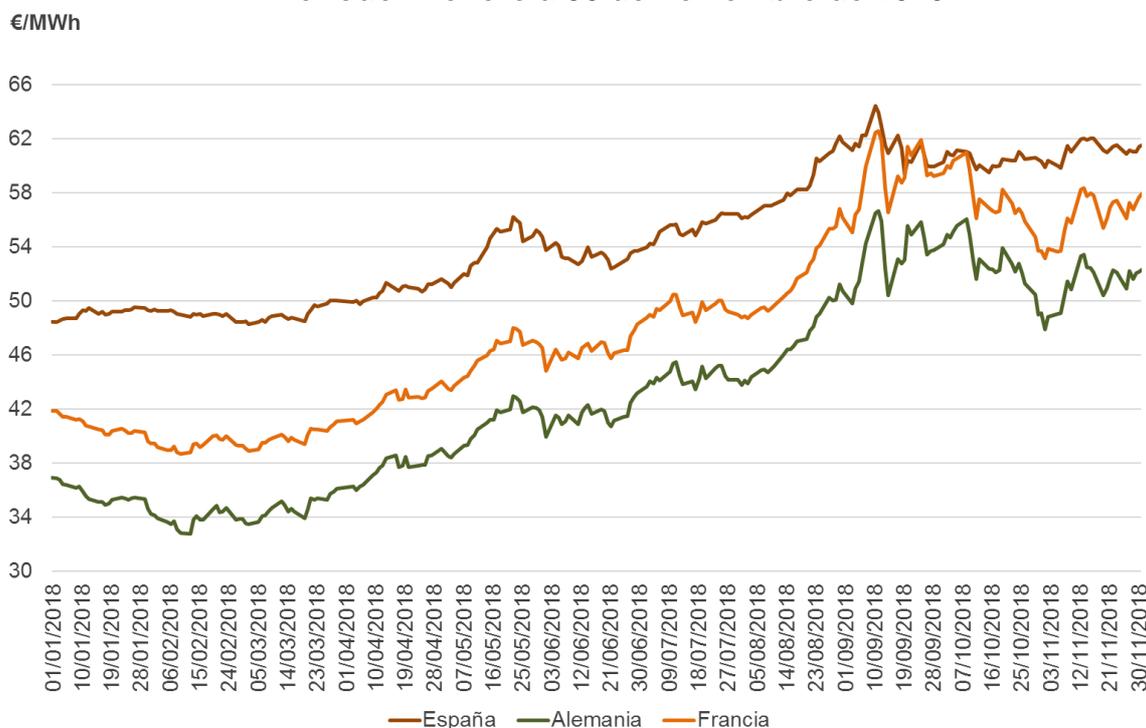
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP.

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q1-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext). Periodo: 1 enero a 30 de noviembre de 2018



Fuente: EEX y OMIP.

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-19 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
 Periodo: 1 enero a 30 de noviembre de 2018**



Fuente: EEX y OMIP.

Durante el mes de noviembre, mientras que descendió el precio medio del mercado diario español (-4,8%), el precio medio del mercado diario alemán y francés aumentó un 6,7% y un 3,3%, respectivamente. En particular, el precio medio del mercado diario en noviembre se situó en España en 61,97 €/MWh, en Alemania en 56,68 €/MWh y en Francia en 67,80 €/MWh.

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

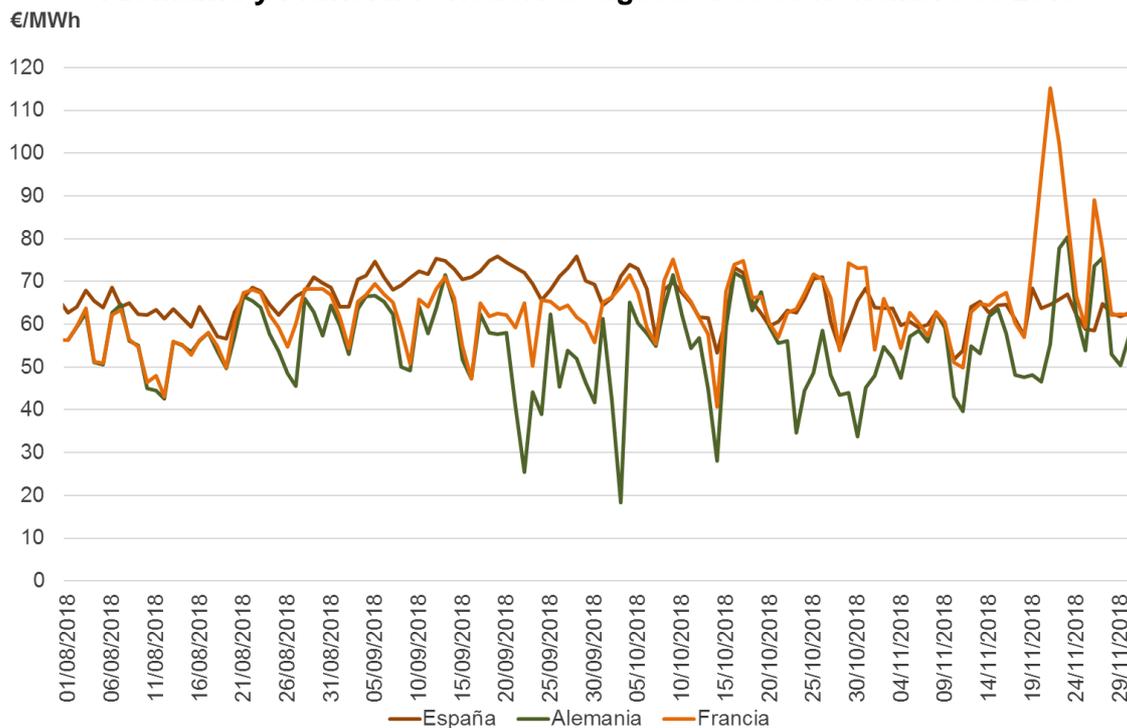
Precios medios	noviembre-18	octubre-18	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	61,97	65,08	-4,8%
Alemania	56,68	53,11	6,7%
Francia	67,80	65,63	3,3%

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

En el Gráfico 22 se observa la evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Los precios spot en el mercado diario de Francia fueron, en general, superiores a los precios spot en el mercado diario alemán y español en el mes de noviembre.

El precio medio diario más bajo, en el mes de noviembre, se contabilizó el día 11 en el mercado alemán (39,73 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 21 en el mercado francés (115,13 €/MWh).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo:1 de agosto a 30 de noviembre de 2018



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

El Cuadro 6 muestra el volumen negociado (en GWh) de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes (contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en OMIClear³⁰ y en EEX-ECC³¹, por mes de negociación. El volumen negociado en noviembre de 2018 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el

³⁰ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³¹ Nótese que estas cifras no representan el volumen total negociado en dichos mercados a plazo, pues no contabilizan el volumen OTC de contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia que no ha sido registrado en EEX-ECC o en OMIClear. En noviembre de 2018, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs (215.528 GWh en Alemania y 30.857 GWh en Francia), fueron 15,6 y 2,2 veces superiores, respectivamente, al volumen de los contratos equivalentes con subyacente español negociados en total en el mercado a plazo (13.790 GWh), es decir, incluso contabilizando la negociación en el mercado OTC no registrada en ninguna cámara.

precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³², registrados en ambas cámaras, ascendió a 215.528 GWh (un 10,7% superior al volumen negociado en el mes anterior, 194.609 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 30.857 GWh (un 4,3 % inferior al volumen negociado el mes anterior, 32.235 GWh).

En 2017, del volumen total negociado de contratos con horizonte de liquidación mayor o igual a un mes, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria, 1.793.826 GWh fueron registrados en OMIClear y en EEX-ECC. Por su parte, el volumen registrado en OMIClear y en EEX-ECC, de estos mismos contratos, con subyacente el precio de contado francés se situó en 253.686 GWh en 2017.

³² Desde el 25 de abril de 2017 cotizan también en EEX contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre de 2018 con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania, con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Austria y con subyacente los precios en el mercado EPEX SPOT-Phelix de Alemania y Austria (desde el 1 de octubre de 2018, Alemania y Austria ya no constituyen una zona de precios única, sino que están constituidas como dos zonas de precios y el precio de liquidación de los contratos a plazo con vencimiento a partir del 1 de octubre 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: noviembre de 2016 a noviembre de 2018

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
nov-16	292.783	41.935
dic-16	194.200	29.840
ene-17	214.598	14.811
feb-17	142.029	10.593
mar-17	212.206	18.236
abr-17	161.841	12.492
may-17	166.993	18.419
jun-17	109.919	16.655
jul-17	94.721	14.411
ago-17	101.209	20.288
sep-17	160.695	33.754
oct-17	146.843	35.900
nov-17	149.751	34.623
dic-17	133.022	23.504
ene-18	142.937	20.329
feb-18	163.356	22.335
mar-18	136.061	21.408
abr-18	127.065	17.705
may-18	168.521	17.982
jun-18	129.326	20.958
jul-18	124.627	16.523
ago-18	146.726	23.108
sep-18	226.794	36.383
oct-18	194.609	32.235
nov-18	215.528	30.857

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 mensuales³³ con liquidación en los meses de noviembre de 2016 a noviembre de 2018 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de noviembre de 2018, la prima de riesgo ex post en el mercado español registró un valor positivo (+0,33 €/MWh), al igual que en el mercado alemán (+0,41 €/MWh). Por el contrario, en el mercado francés la prima de riesgo ex post fue negativa (-1,45 €/MWh).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en noviembre de 2018, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 78,80 €/MWh y 58,54 €/MWh, respectivamente. Por lo tanto, las primas de riesgo ex post derivadas de estas cotizaciones (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 61,97 €/MWh) ascendieron a 16,73 €/MWh y a -3,43 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en noviembre de 2018 ascendieron a 70,11 €/MWh y a 38,82 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 56,68 €/MWh) se situaron en 13,43 €/MWh y -17,86 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en noviembre de 2018 ascendieron a 88,71 €/MWh y a 56,59 €/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 67,80 €/MWh), se situaron en 20,91 €/MWh y -11,21 €/MWh, respectivamente.

En promedio, hasta noviembre de 2018, las primas de riesgo ex post 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 (+0,59 €/MWh, +1,28 y +1,69 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³³ 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 noviembre de 2016 a noviembre de 2018, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

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

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 noviembre de 2018, la evolución de las cotizaciones de los contratos spot y a plazo de gas natural, carbón y crudo de petróleo analizados fue heterogénea. Así, mientras las referencias del crudo (Brent), las referencias a plazo del gas natural (NBP), la referencia spot para el gas natural en MIBGAS y las referencias del carbón (ICE ARA) mostraron un comportamiento decreciente; la referencia OTC en PVB a un mes vista, el spot de gas natural en sus referencias NBP y PEG, y las cotizaciones a plazo de los derechos de emisión de CO₂ registraron una tendencia ascendente. Por el contrario, en el mes de octubre de 2018, todas las cotizaciones analizadas de los contratos spot y a plazo de gas natural, carbón y crudo, así como de los derechos de emisión de CO₂, presentaron un comportamiento descendente respecto al cierre del mes anterior.

El descenso en noviembre fue especialmente significativo en el caso del precio del petróleo. A cierre de mes (30 de noviembre) el precio spot y el precio de los

contratos a plazo de petróleo con entrega a un mes y doce meses descendieron, respecto a los del mes anterior, un 24,1%, un 22,2% y un 19,2%, respectivamente. De este modo, se acentuó el comportamiento bajista que ya mostraron dichas cotizaciones el mes de octubre. El precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, a cierre del mes, en 57,30 \$/Bbl, 58,71 \$/Bbl y 59,85 \$/Bbl, respectivamente.

En el caso de las referencias de gas natural analizadas se atenúa o invierte la tendencia observada en el mes de octubre de 2018. El precio spot del gas natural en Reino Unido (NBP) aumentó un 2,1%, mientras que las cotizaciones de los contratos a plazo con entrega en el Q1-19, en el Q2-19 y en el Q3-19 descendieron un 1,7%, un 3,6% y un 3,6%, respectivamente. De este modo, el precio spot y las cotizaciones de los contratos Q1-19, Q2-19 y Q3-19, se situaron al cierre de mes en 21,64 £/MWh, 22,89 £/MWh, 19,32 £/MWh y 18,74 £/MWh, respectivamente.

El precio spot del gas natural en España (MIBGAS³⁴) registró un ligero descenso (-0,6%), situándose en 25,66 €/MWh a cierre del mes (30 de noviembre), superior al precio del contrato spot de gas natural en Francia (PEG), que se situó en 24,38 €/MWh (+2,3%). El precio OTC de referencia a plazo en el punto virtual de balance español (PVB-ES), con vencimiento a un mes, aumentó un 2,4%, situándose a cierre del mes en 26,30 €/MWh³⁵.

Las cotizaciones de los contratos a plazo sobre carbón EEX ARA con entrega en diciembre de 2018, en el primer trimestre de 2019 y en el año 2019 mostraron, asimismo, una tendencia descendente. En particular, los precios de estos contratos disminuyeron un 11,3%, 10,2% y un 8,5% respectivamente, hasta situarse en 86,20 \$/t, 86,30 \$/t y 86,20 \$/t, respectivamente.

Por último, respecto al mes de octubre, y a diferencia de lo que ocurría el mes anterior, el precio de referencia de los derechos de emisión de CO₂ aumentó significativamente, hasta situarse en 20,50 €/t CO₂ (+25,3%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2018, y en 20,84 €/t CO₂ (+24,8%) para el contrato con vencimiento en diciembre de 2019.

³⁴ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

³⁵ El 1 de octubre de 2016 se implantó el nuevo modelo de balance, así como del nuevo modelo de contratación del Sistema Gasista español. En esta nueva fase del Sistema Gasista español, el AOC (Almacenamiento Operativo Comercial) se ha sustituido por el PVB-ES (punto virtual de balance español). El precio de referencia a plazo en el punto virtual del sistema gasista español (PVB-ES), con vencimiento el mes próximo, es una estimación proporcionada por una Agencia de Intermediación.

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

	Cotizaciones en Nov.-18: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Oct.-17: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-nov-18	Mín.	Máx.	31-oct-18	Mín.	Máx.	Nov. vs Oct.
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	57,30	57,30	72,33	75,50	75,50	86,16	-24,1%
Brent entrega a un mes	58,71	58,71	73,17	75,47	75,47	86,29	-22,2%
Brent entrega a doce meses	59,85	59,85	72,18	74,03	74,03	82,03	-19,2%
Gas natural Europa							
NBP en £/MWh							
Gas NBP Spot	21,64	20,53	23,98	21,19	20,59	24,36	2,1%
Gas NBP entrega Q1-19	22,89	22,53	25,09	23,29	23,29	26,66	-1,7%
Gas NBP entrega Q2-19	19,32	19,15	20,58	20,05	20,05	22,72	-3,6%
Gas NBP entrega Q3-19	18,74	18,55	19,90	19,43	19,43	22,00	-3,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	25,66	23,91	27,15	25,82	25,17	28,93	-0,6%
PVB-ES a un mes	26,30	25,85	28,23	25,68	25,68	29,75	2,4%
PEG	24,38	23,18	26,45	23,83	23,83	27,73	2,3%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Dec-18	86,20	82,40	95,25	97,20	97,20	102,55	-11,3%
Carbón ICE ARA Q1-19	86,30	83,50	93,95	96,10	96,10	102,30	-10,2%
Carbón ICE ARA CAL-19	86,20	83,70	92,90	94,20	94,20	99,97	-8,5%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. emisión EUA Dic-2018	20,50	15,62	19,56	16,36	16,02	22,16	25,3%
Dchos. emisión EUA Dic-2019	20,84	15,94	21,30	16,70	16,31	22,92	24,8%

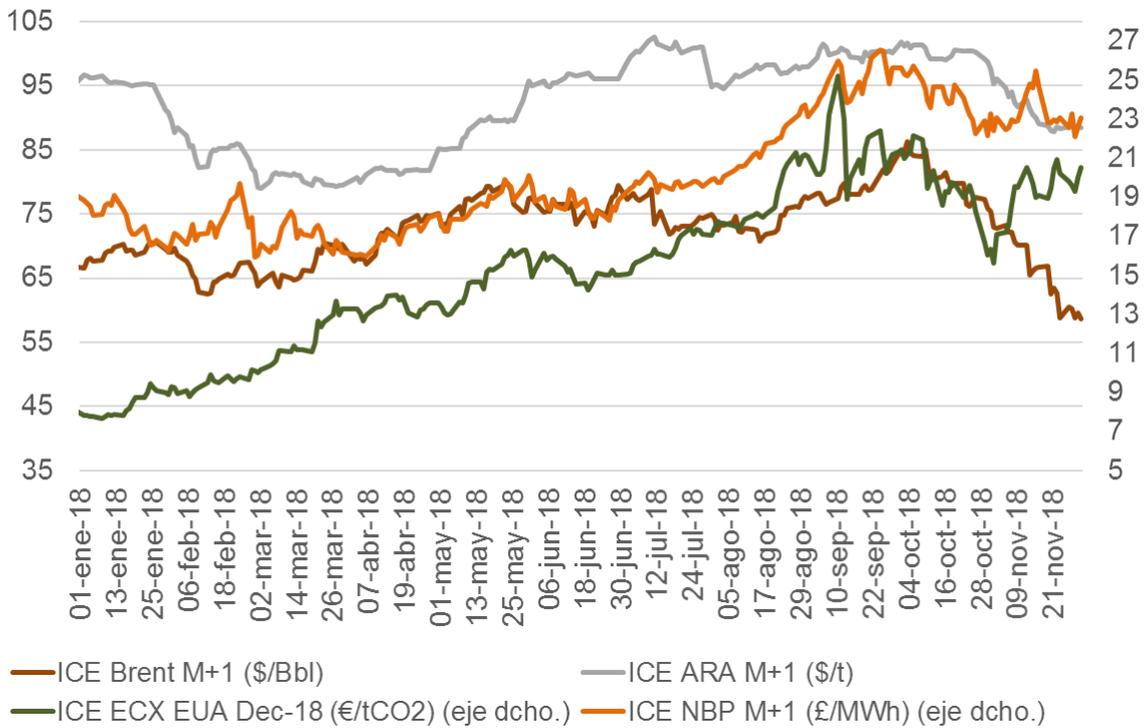
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 octubre a 31/10/2018 y cotizaciones de noviembre a 30/11/2018.

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

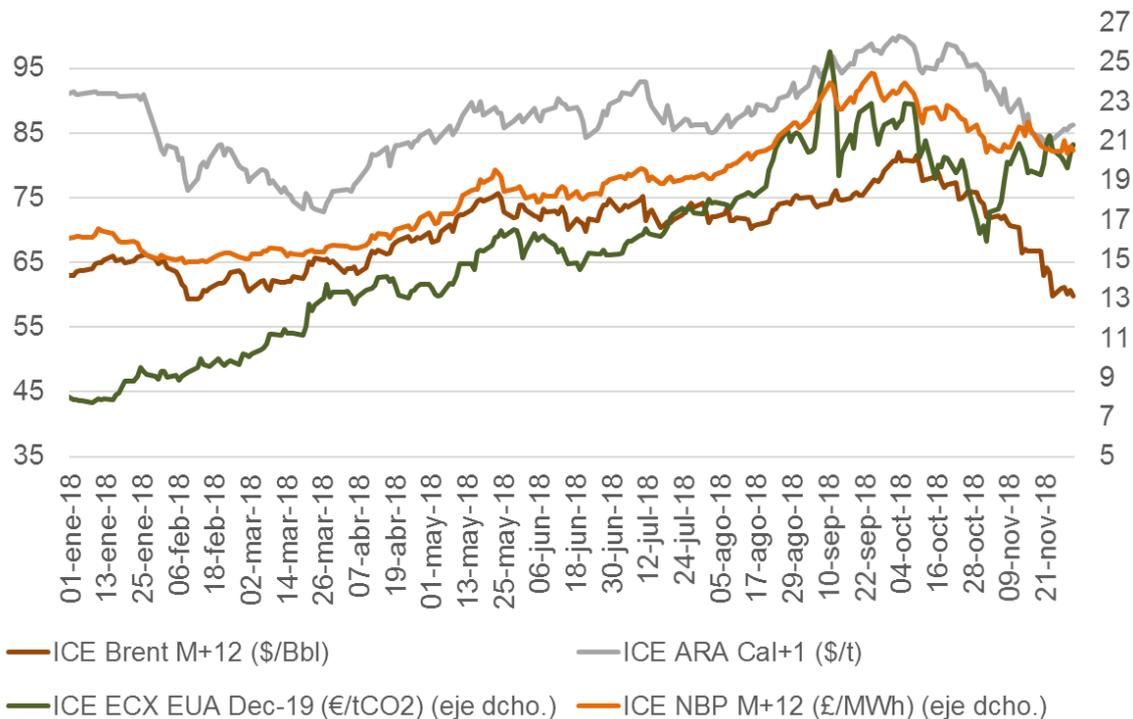
Las tendencias indicadas durante el mes de noviembre se observan tanto en la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente (Gráfico 23) como en la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista (Gráfico 24).

Gráfico 23. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales. Periodo: 1 de enero a 30 de noviembre de 2018



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

Gráfico 24. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP y carbón) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo (a un año vista o en año siguiente). Contratos de futuros mensuales (anual para el carbón). Periodo: 1 enero a 30 de noviembre de 2018



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

Al cierre del mes de noviembre de 2018 (30 de noviembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se depreció, situándose en torno a 1,136 \$/€ frente a 1,132 \$/€ al final del mes anterior. Asimismo, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina con respecto al euro, situándose en torno a 0,891 £/€, frente a 0,889 £/€ al final del mes anterior.

Entre los factores que podrían haber incidido en la evolución de las cotizaciones de los combustibles en el mes de noviembre, en el caso del crudo de petróleo los precios se habrían visto influidos por el nivel máximo de bombeo de crudo alcanzado por Arabia Saudí, el mayor productor de la OPEP, así como por las previsiones de ralentización del crecimiento económico en 2019.

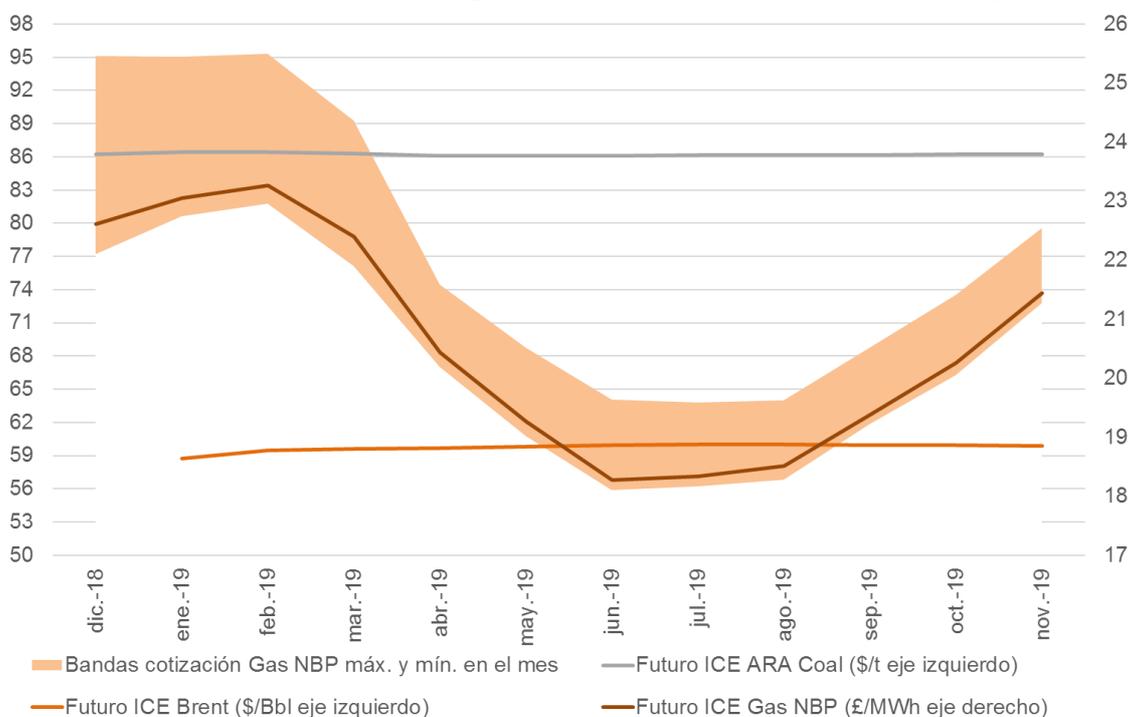
Por su parte, en el descenso en las cotizaciones a plazo del gas natural en Reino Unido (NBP) habría influido, entre otros aspectos, el elevado nivel en los almacenamientos, que ya habrían internalizado el comienzo de periodos prolongados de bajas temperaturas.

Al cierre del mes de noviembre, tanto la curva a plazo del Brent como la curva a plazo del carbón ICE ARA muestran un comportamiento relativamente estable a lo largo de todo el horizonte analizado (véase Gráfico 25).

Por el contrario, la curva forward del gas natural (NBP) refleja una tendencia ascendente entre diciembre de 2018 y febrero de 2019 (curva en “contango³⁶”), descendiendo a partir de dicho mes y hasta el mes de junio de 2019, momento en el que alcanzaría un mínimo de en torno a 18,27 £/MWh, ascendiendo hasta alcanzar en el mes de noviembre de 2019 un valor de 21,44 £/MWh.

Dado que el gas natural muestra, en general, una mayor volatilidad de precios, en el Gráfico 25 se muestran, asimismo, las bandas de variación (valores mínimo y máximo) de la curva a plazo de dicho combustible durante el mes de octubre. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de noviembre en 1,85 €/MWh.

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



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

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

A 30 de noviembre de 2018, el precio spot NBP se situó en 24,29 €/MWh (23,85 €/MWh en el mes anterior) y el precio spot en MIBGAS en 25,66 €/MWh (25,82 €/MWh en el mes anterior), reduciéndose el diferencial entre ambas referencias de precios (al situarse en 1,37 €/MWh frente a 1,97 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 26,30 €/MWh a 30 de noviembre de 2018 (25,68 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio

³⁶ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles inferiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes ascendió a 24,38 €/MWh (23,83 €/MWh en el mes anterior).

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

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Respecto a la negociación en la plataforma de MIBGAS Derivatives, el volumen total negociado en dicha plataforma en el mes de noviembre, ascendió a 446.080 MWh, un 6,16% superior al volumen negociado el mes anterior.

El volumen negociado en noviembre se distribuyó entre contratos mensuales con vencimiento a dos meses vista (254.510 MWh y un precio medio ponderado de 27,55 €/MWh), contratos trimestrales con entrega a un trimestre vista (12.600 MWh a un precio medio ponderado de 27,14 €/MWh), contratos estacionales con entrega en el siguiente periodo “verano” (43.920 MWh a un precio medio ponderado de 23,84 €/MWh) y contratos anuales con entrega en 2019 (135.050 MWh y un precio medio ponderado de 25,40 €/MWh).

Desde el inicio de la negociación en el mes de abril, el volumen total negociado acumulado (a 30 de noviembre) en MIBGAS Derivatives se situó en 1.641 GWh. En el periodo abril-noviembre, se negociaron 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 en el año siguiente (Y+1). El mayor volumen de negociación, entre abril y noviembre, se concentró en el contrato con entrega en el trimestre siguiente (38,5% del total negociado), seguido del contrato anual con entrega en 2019 (30,3% del total negociado) y el contrato con entrega a dos meses vista (25,4%).

4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q1-19 y Cal-19 e indicador de coste marginal a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

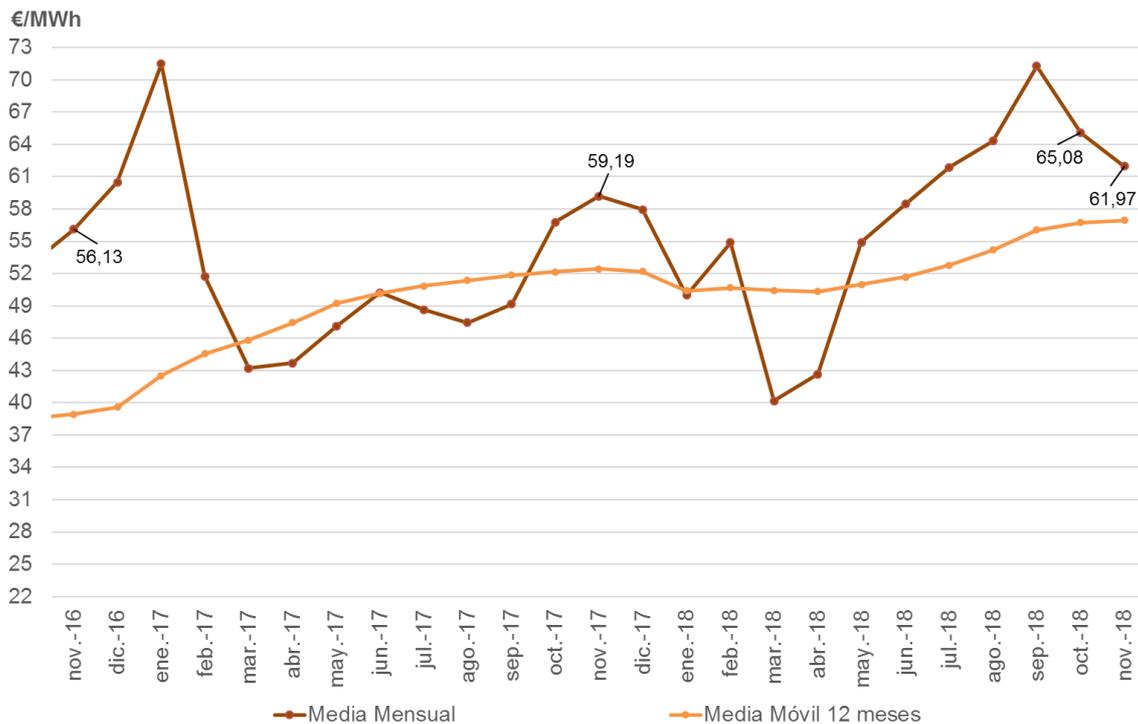
[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

4.5. Análisis de los precios spot en España

En el Gráfico 27 se refleja la evolución del precio medio mensual y la media móvil anual del mercado spot, en el periodo comprendido entre noviembre de 2016 y noviembre de 2018. En el mes de noviembre de 2018 el precio spot medio

mensual se situó en 61,97 €/MWh³⁷, un 4,8% inferior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (65,08 €/MWh), y un 4,7% superior al precio spot medio registrado en noviembre de 2017 (59,19 €/MWh).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



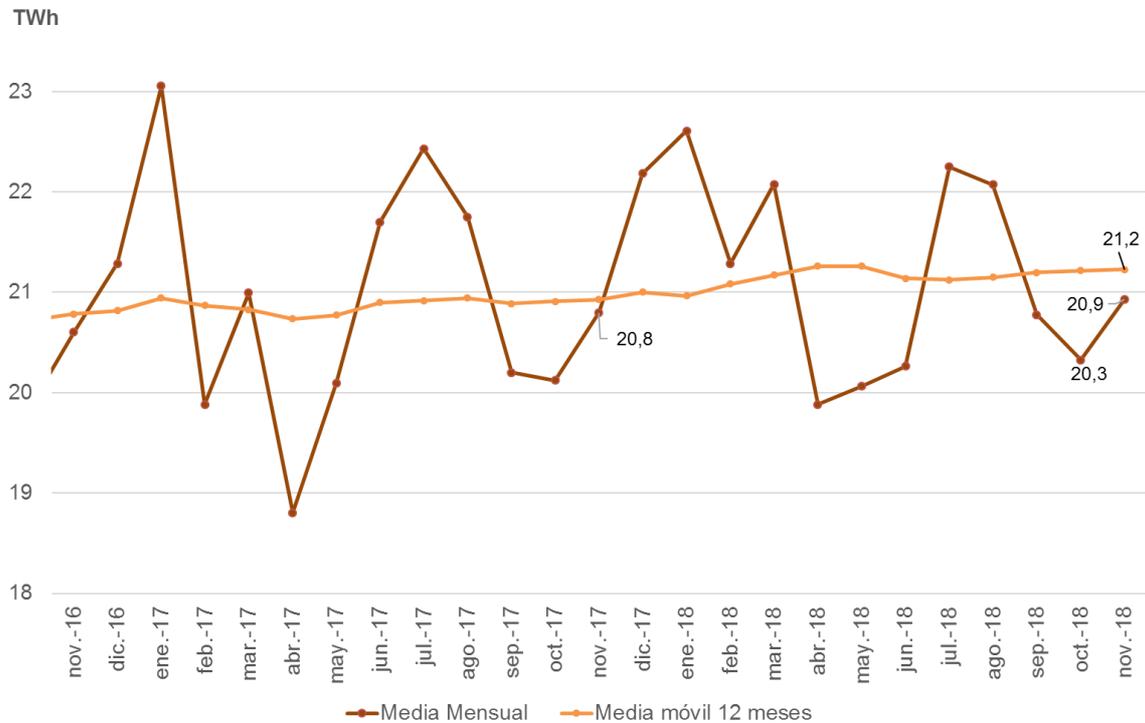
Fuente: OMIE.

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

En el mes de noviembre, la demanda se cifró en 20,9 TWh, un 3% superior al valor registrado en el mes anterior (20,3 TWh), y un 0,6% superior a la demanda del mismo mes del año anterior (20,8 TWh en noviembre de 2017). En el mes de noviembre de 2018, la demanda fue un 1,4% inferior a la media móvil anual (21,2 TWh).

³⁷ En noviembre de 2018 el precio spot medio portugués se situó en 62,01 €/MWh. En noviembre de 2018 ha existido un precio diferente en 16 horas de un total de 720 horas (2,2% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio positivo de 0,04 €/MWh. En 2017 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.174 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,24 €/MWh). Por tanto, en 586 horas de las 8.760 horas totales (6,7% del total de las horas de 2017) el precio spot en Portugal fue diferente al precio spot en España (diferencial promedio positivo de 2,28 €/MWh en esas horas).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: noviembre de 2016 a noviembre de 2018



Fuente: REE.

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

En noviembre de 2018 destacó, por un lado, el incremento de la contribución a la generación bruta total, respecto al mes anterior, de las centrales hidráulicas y de ciclo combinado (+34% y +27%); y por el otro, el descenso de la producción a partir de energía solar, tanto en el caso de la energía solar térmica (-68,8%) como en el caso de la energía solar fotovoltaica (-37%). No obstante, en el mes de noviembre se incrementó ligeramente la generación con fuentes de energía renovable (un 36,1% de la demanda de transporte en noviembre de 2018 procedió de fuentes renovables, un 6,4% superior a la del mes de octubre de 2018), aunque la participación de las fuentes de energía renovable se situó por debajo de la media registrada para todo el año 2018 (39,8%).

Por tanto, el descenso del precio de mercado spot en el mes de noviembre (-3,11 €/MWh respecto al registrado en octubre) se debió, principalmente, al incremento de la generación hidráulica y eólica.

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

	nov-18	oct-18	nov-17	% Var. nov-18 vs. oct-18	% Var. nov-18 vs. nov-17	2018	2018 % Total Demanda transporte
Hidráulica	2,25	1,68	1,00	34,0%	124,6%	35,52	14,0%
Nuclear	3,83	5,15	3,61	-25,5%	6,1%	53,27	21,0%
Carbón	3,88	3,38	4,68	14,7%	-17,2%	35,01	13,8%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,22	2,53	4,57	27,0%	-29,6%	26,68	10,5%
Eólica	4,58	4,30	3,89	6,6%	17,7%	49,06	19,3%
Solar fotovoltaica	0,34	0,54	0,50	-37,0%	-31,9%	7,35	2,9%
Solar térmica	0,09	0,29	0,23	-68,8%	-61,1%	4,68	1,8%
Otras renovables ⁽²⁾	0,30	0,30	0,31	-0,3%	-5,4%	3,62	1,4%
Cogeneración	2,43	2,51	2,38	-3,3%	2,2%	28,90	11,4%
Residuos	0,27	0,28	0,28	-3,2%	-3,6%	3,09	1,2%
Total Generación	21,18	20,96	21,46	1,1%	-1,3%	247,14	97,4%
Consumo en bombeo	-0,23	-0,34	-0,27	-34,2%	-16,7%	-3,20	-1,3%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,06	-0,09	-0,07	-28,9%	-11,1%	-1,23	-0,5%
Saldo intercambios	0,04	-0,19	-0,32	-120,6%	-112,1%	11,05	4,4%
Total Demanda transporte	20,93	20,33	20,80	3,0%	0,6%	253,74	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.

