



**INFORME DE SEGUIMIENTO
DE MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*ENERO 2020*)**

10 de marzo de 2020

IS/DE/003/20

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 <i>day-ahead</i>)	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	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 Q2-20 y Cal-21 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 enero de 2020 se invirtió la tendencia descendente registrada por el precio medio del mercado de contado en los últimos meses, al aumentar un 21,6% respecto al mes anterior, hasta situarse en 41,10 €/MWh.

De manera contraria, las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados disminuyeron, con la excepción del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre del año 2021 que aumentó ligeramente, situándose a cierre de mes en 47,82 €/MWh (+0,9%). El mayor descenso de precio correspondió al contrato mensual con liquidación en febrero de 2020, que se situó en 38,15 €/MWh (-18%), seguido del contrato mensual con liquidación en marzo de 2020 y del contrato trimestral con entrega en el tercer trimestre de 2020, cuyos precios se redujeron un 13,8% y un 12,4%, situándose en 37,00 €/MWh y en 42,05 €/MWh, respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones del contrato mensual con vencimiento en abril de 2020 (-7,6%; 35,65 €/MWh), y de los contratos trimestrales con vencimiento en el segundo y cuarto trimestre de 2020, que se redujeron un 9,1%, y un 10,3%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de enero, en 38,84 €/MWh y 47,40 €/MWh, respectivamente.

Por su parte, a 31 de enero y en relación al mes de diciembre, la cotización del contrato anual con liquidación en 2021 (45,10 €/MWh) disminuyó un 6,1%, mientras que la cotización del contrato anual con liquidación en 2022 (45,00 €/MWh) disminuyó un 2,2%.

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.

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP

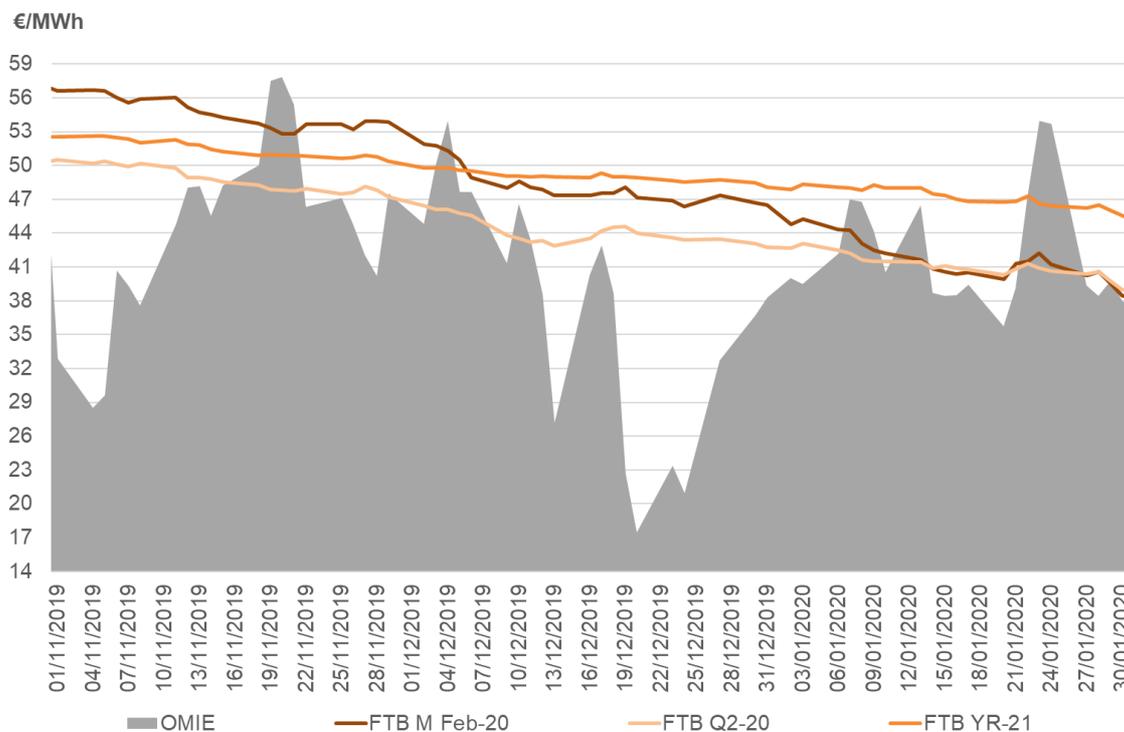
Contratos	MES DE ENERO DE 2020				MES DE DICIEMBRE DE 2019				% Δ Últ. Cotiz. ene-20 vs. dic-19
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Feb-20	38,15	45,25	38,15	41,53	46,50	51,90	46,38	48,28	-18,0%
FTB M Mar-20	37,00	41,90	37,00	38,55	42,90	46,75	42,89	44,21	-13,8%
FTB M Apr-20	35,65	38,90	35,50	37,03	38,60	43,95	38,60	40,31	-7,6%
FTB Q2-20	38,84	43,08	38,84	41,03	42,75	46,40	42,75	44,20	-9,1%
FTB Q3-20	42,05	47,93	42,05	45,44	48,00	51,29	48,00	49,22	-12,4%
FTB Q4-20	47,40	53,30	47,40	50,55	52,83	55,49	52,83	54,73	-10,3%
FTB Q1-21	47,82	50,50	47,26	48,97	47,41	48,82	45,78	47,49	0,9%
FTB YR-21	45,10	48,35	45,10	47,11	48,05	49,80	48,05	49,06	-6,1%
FTB YR-22	45,00	46,63	45,00	45,99	46,00	47,52	46,00	46,84	-2,2%

Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de diciembre a 31/12/2019 y últimas cotizaciones de enero a 31/01/2020

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP.

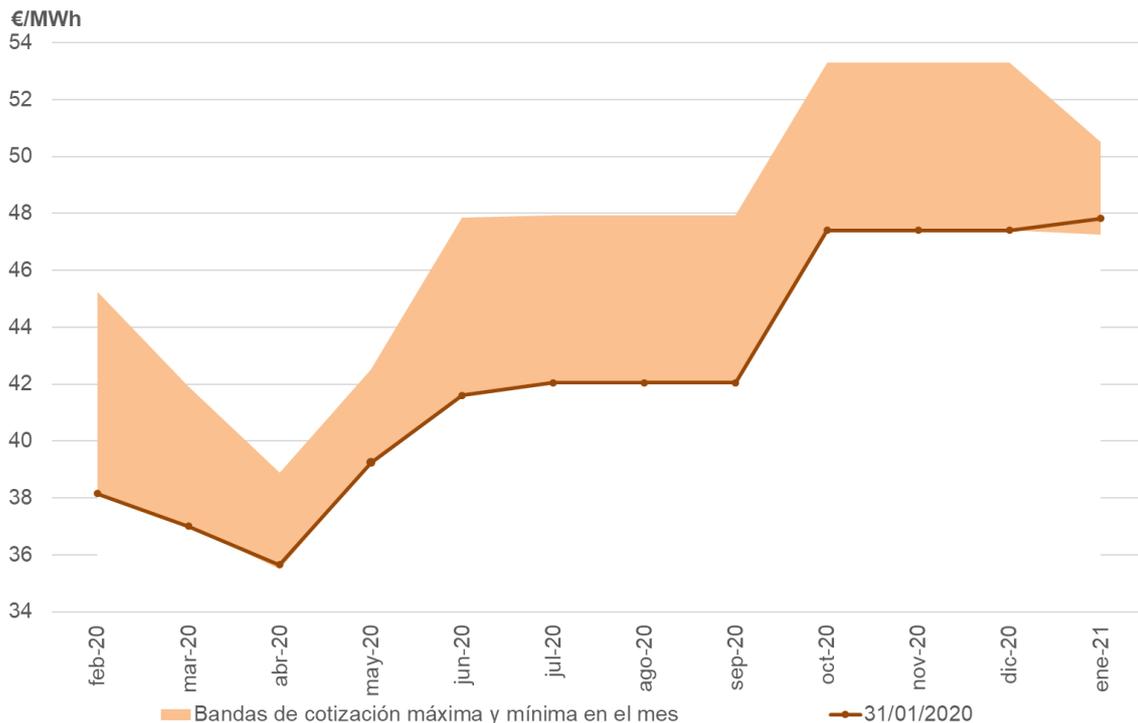
**Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.
Periodo: 1 de noviembre de 2019 a 31 de enero de 2020**



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 enero de 2020. A 31 de enero, la curva presenta una tendencia descendente (curva en “backwardation”²) hasta el mes de abril de 2020 (cotización mínima prevista de 35,65 €/MWh). Por el contrario, a partir del mes de abril de 2020 la tendencia prevista es ascendente (curva en “contango”³), con un máximo de 47,82 €/MWh para el primer trimestre de 2021.

Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de enero de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

En el mes de enero, el precio medio del mercado diario (41,10 €/MWh) fue un 21,6% superior al registrado en el mes anterior (33,80 €/MWh).

La última cotización disponible en OMIP del contrato mensual con vencimiento en enero de 2020 (de 31 de diciembre de 2019) anticipaba un precio medio del mercado diario de 43,20 €/MWh para dicho mes, un 5,1% superior al precio spot finalmente registrado (41,10 €/MWh). Las cotizaciones máxima y mínima de dicho contrato, durante su periodo de negociación en OMIP⁴, se alcanzaron el

² 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.

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 Del 1 de julio al 31 de diciembre 2019.

16 de septiembre de 2019 (máxima de 62,75 €/MWh) y el 31 de diciembre de 2019 (mínima de 43,20 €/MWh), con un diferencial máximo de cotización del contrato de 19,55 €/MWh.

Tal y como se observa en el Gráfico 3, el precio medio del mercado diario en el mes de enero (41,10 €/MWh) fue inferior a las cotizaciones del contrato mensual con liquidación en el mes de enero de 2020 durante todo el periodo de cotización de dicho contrato en OMIP (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2019). Por ello, las primas de riesgo calculadas ex post del contrato mensual de enero fueron siempre positivas y, por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios).

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en diciembre de 2019 en OMIP vs. precio spot de diciembre de 2019. Periodo del 1 de julio al 31 de diciembre de 2019



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

La última cotización disponible del contrato mensual con liquidación en febrero de 2020, a 31 de enero, anticipa un precio medio del mercado diario en febrero de 38,15 €/MWh.

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

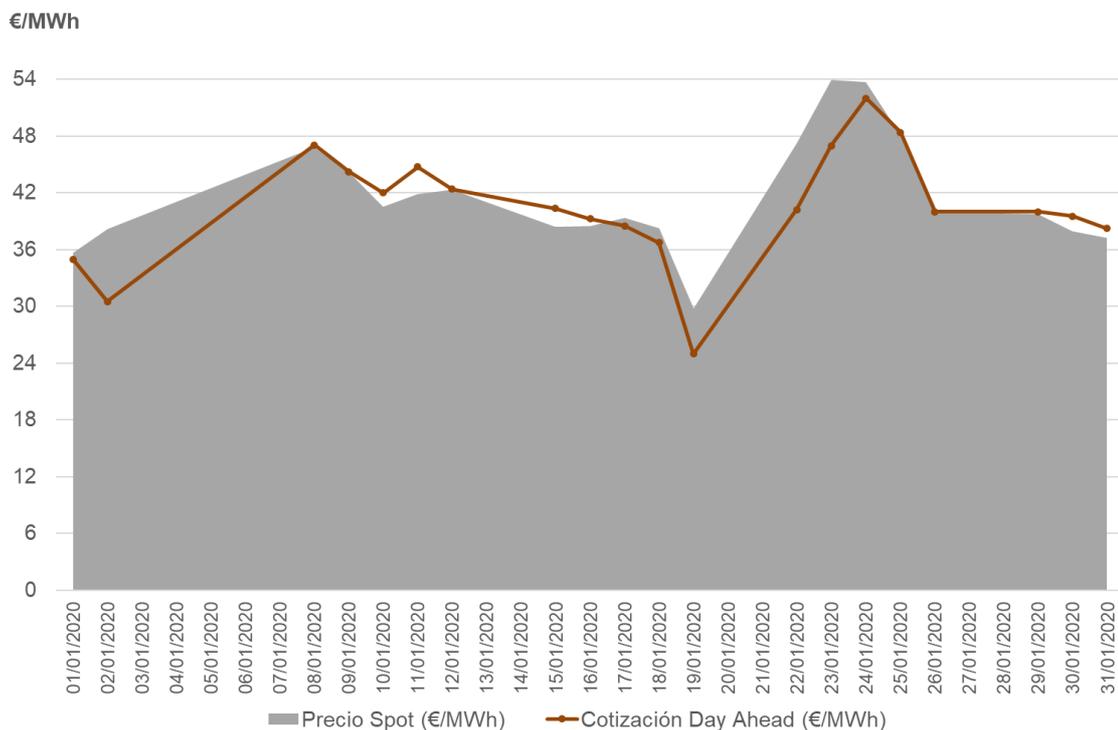
En enero de 2020 las cotizaciones de los contratos *day-ahead* del día anterior a su liquidación anticiparon, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4), con algunas diferencias en días muy concretos. En particular, la

cotización media en OMIP de los contratos *day-ahead* con liquidación en enero de 2020 (40,56 €/MWh) fue inferior al precio medio diario del mercado de contado en enero de 2020 (considerando los precios con liquidación de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁵) que se situó en 41,61 €/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 enero de 2020 fue negativa (-1,04 €/MWh), liquidándose, en media, las posiciones netas vendedoras (compradoras) con pérdidas (beneficios).

En el mes de enero de 2020, la máxima prima de riesgo ex post⁶ de los contratos *day-ahead* se registró el día 2 (-7,68 €/MWh).

**Gráfico 4. Evolución del precio de contado y de las cotizaciones de los contratos *day-ahead* equivalentes en OMIP (€/MWh).
Periodo: enero de 2020**



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 diciembre de 2019 y enero de 2020⁸.

En el mes de enero de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 20,4 TWh, un 29,5% inferior al volumen negociado el mes anterior (29 TWh), y un 11,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,3 TWh). En 2019, el volumen de negociación en dichos mercados se situó en torno a 215,2 TWh, un 34,5% superior al volumen negociado en 2018 (160,1 TWh); el mayor incremento interanual del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX desde la no validación de la 25ª subasta CESUR, el 20 de diciembre de 2013.

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.

El volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX) (1,6 TWh) representó el 8,1% del volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) en enero de 2020, frente al 5,7% del mes de diciembre.

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) en el conjunto de 2019 se situó en 13,2 TWh (+11,9% respecto al volumen negociado en 2018), lo que representó el 6,1% 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 enero de 2020 (20,4 TWh) representó el 90,1% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (22,7 TWh⁹), superior al porcentaje (86,3%) que representó la negociación en dichos mercados en el conjunto del año 2019 (215,2 TWh) sobre la demanda eléctrica peninsular de dicho año (249,4 TWh).

En el mes de enero de 2020, 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) disminuyó un 32,8% respecto al volumen registrado el mes anterior, debido principalmente al descenso del volumen registrado en ECC (-35,2%), que había marcado record el mes anterior en su registro mensual. No obstante, dicho volumen registrado (19,4 TWh) ha sido superior al volumen OTC remitido por las agencias de intermediación (18,8 TWh). Esto se debe a que el volumen registrado en una de las Cámaras de Compensación podría estar sobrerrepresentado (ver nota al pie del Cuadro 2).

En 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs aumentó un 57,7% respecto al volumen registrado en 2018, representando el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). En 2019, y al igual que 2018, ECC fue la CCP con mayor cuota del registro OTC (73,5%).

⁹ En enero de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (18,3 TWh) representó el 78,9% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (23,3 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 mayo 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 enero 2020	Mes anterior diciembre 2019	% Variación	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	632	748	-15,5%	7.402	3,1%	3,4%
EEX	1.013	891	13,7%	5.818	5,0%	2,7%
OTC	18.781	27.327	-31,3%	202.024	91,9%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	19.356	28.798	-32,8%	197.266	94,8%	91,6%
<i>OMIClear</i>	2.323	3.384	-31,4%	25.799	11,4%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	2.167	2.488	-12,9%	26.398	10,6%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	14.866	22.926	-35,2%	145.069	72,8%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	20.426	28.966	-29,5%	215.243	100,0%	100,0%

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

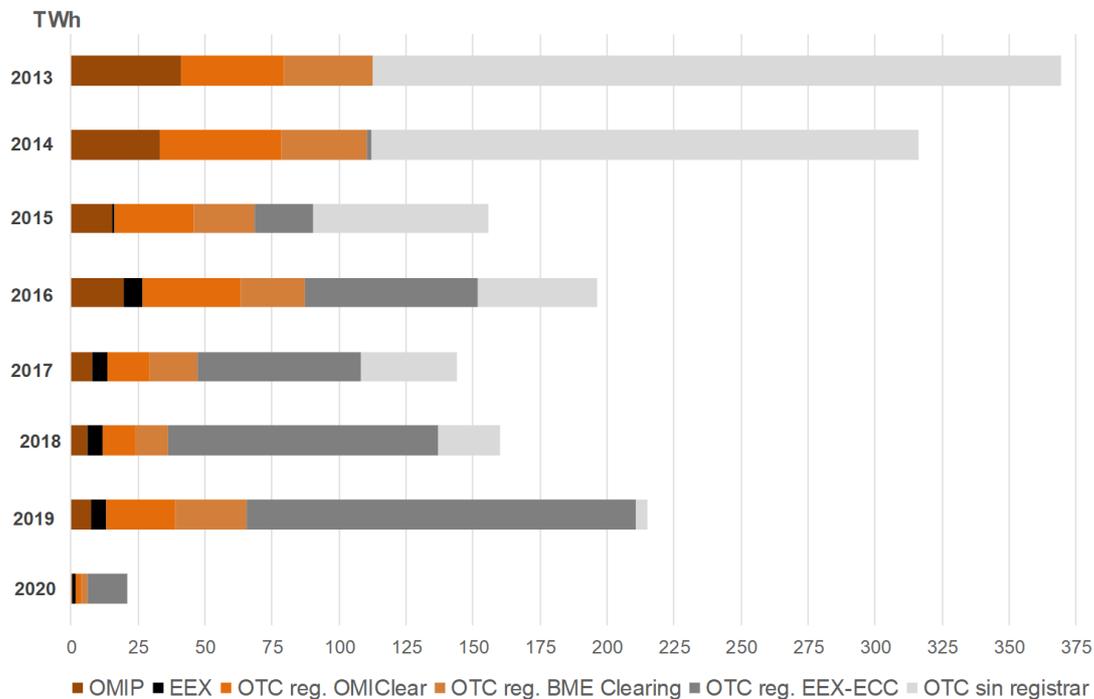
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

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 enero de 2020, diferenciando entre el volumen negociado en el mercado OTC (registrado en OMIClear, en BME Clearing y ECC, así como OTC sin registrar) y el negociado en los mercados organizados de OMIP y de EEX.

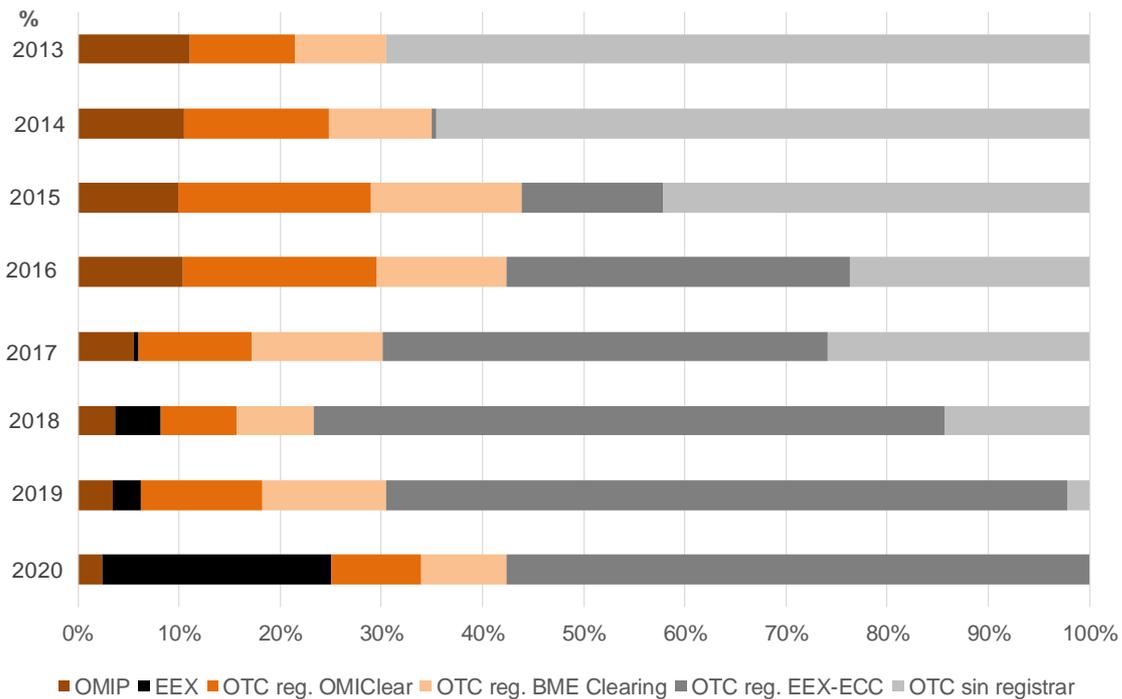
Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a enero de 2020



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. Durante el año 2019, el volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs ascendió a 197,3 TWh, lo que representó el 97,6% del volumen negociado en el mercado OTC (202 TWh). En enero de 2020, todo el volumen OTC negociado se ha registrado para su compensación y liquidación en las CCPs.

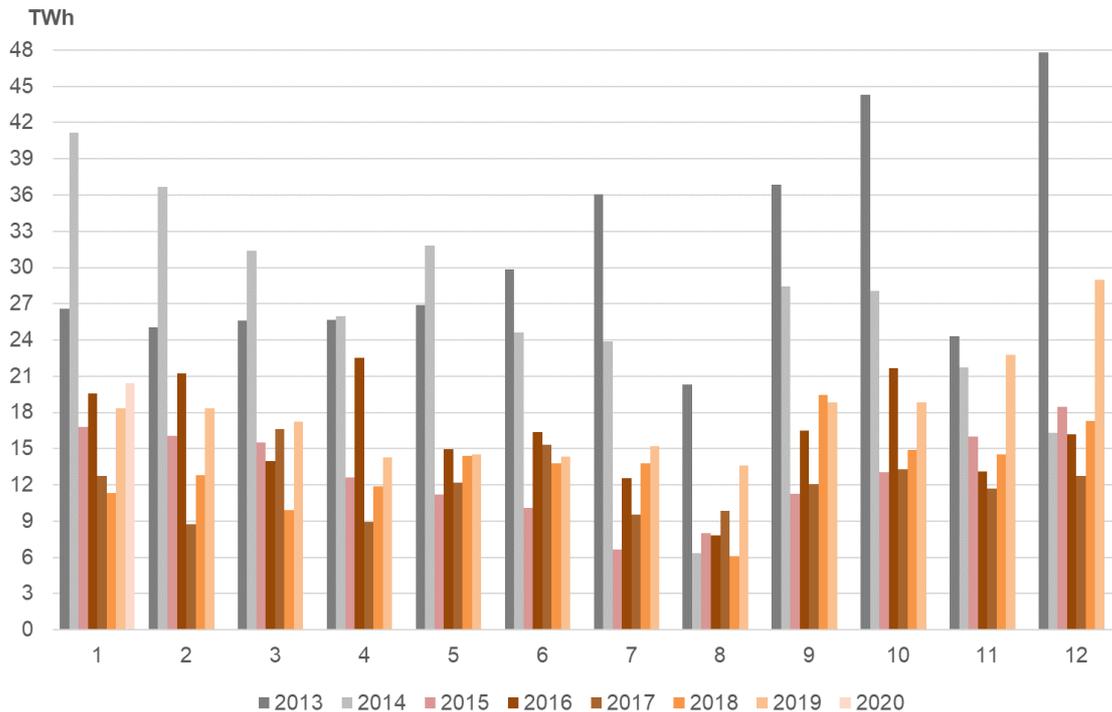
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a enero de 2020



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 enero de 2020. En el mes de enero de 2020 el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 20,4 TWh, un 11,4% superior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,3 TWh en enero de 2019).

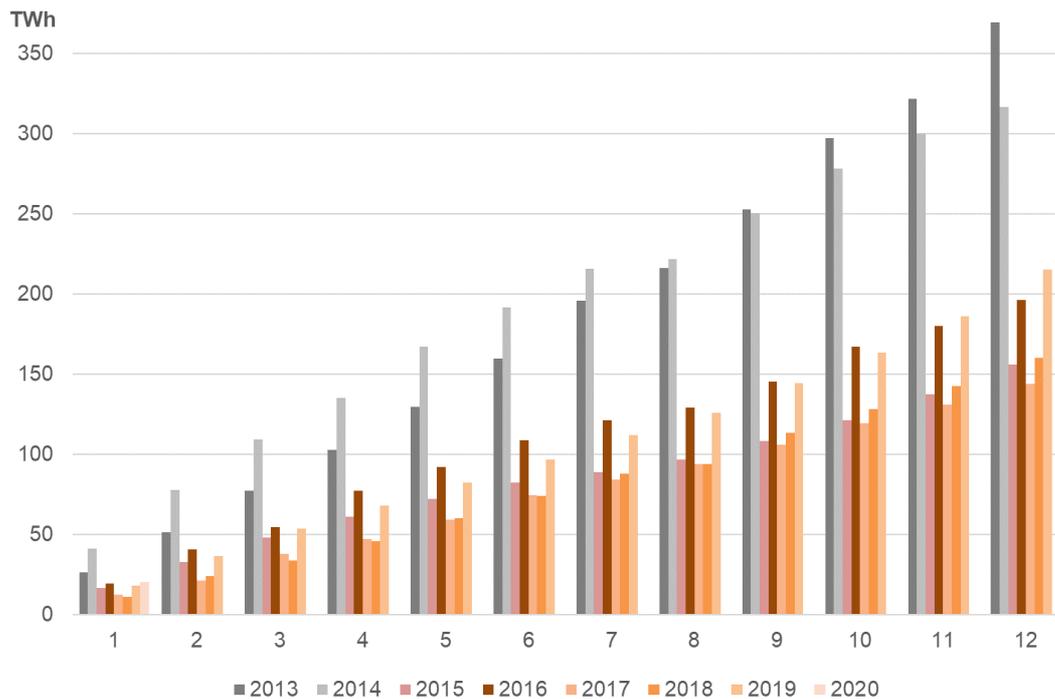
Gráfico 7. Volumen mensual negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a enero de 2020



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 enero de 2020



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 diciembre de 2019 y enero de 2020, 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 enero de 2018 y enero de 2020, 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 enero de 2020 el porcentaje de negociación de los contratos con horizonte de liquidación igual o superior a 1 mes, sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 91,4 % (18,7 TWh), inferior al porcentaje

obtenido para el mes de diciembre de 2019 (96%), con un volumen de negociación sobre dichos contratos de 27,8 TWh¹¹.

Por su parte, el porcentaje de negociación de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales y balances de semana y de mes), sobre el volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX, fue del 8,6% (1,8 TWh), siendo inferior en el mes previo dicho porcentaje de negociación (4%), con un volumen de 1,2 TWh¹². En términos de potencia, el volumen negociado de contratos con horizonte de liquidación inferior a 1 mes ascendió en enero de 2020 a 2.364 MW (7,8% de la demanda horaria media de dicho mes, 30.477 MW).

El contrato de corto plazo más negociado en enero fue el contrato con liquidación semanal, con el 56,8% (1 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo (1,8 TWh)¹³, seguido del contrato con liquidación diaria, con el 35,2% (0,6 TWh) del volumen total negociado de contratos de corto plazo.

En enero de 2020 los contratos de largo plazo más negociados fueron los contratos trimestrales, con el 41,8% (7,8 TWh) del volumen total negociado de contratos a largo plazo (18,7 TWh)¹⁴. A continuación, se situaron los contratos con horizonte de liquidación anual, con el 30,4% (5,7 TWh) de la energía total negociada en contratos de largo plazo.

Dentro de los contratos anuales, el contrato más negociado fue el contrato con liquidación en el año 2021, cuyo volumen negociado en el mes de enero ascendió a 4,8 TWh (85,5% del total negociado sobre contratos anuales). Por su parte, el volumen total negociado del contrato con vencimiento a dos años vista (Cal+2: 2022) ascendió a 0,4 TWh (7,3% de los contratos anuales negociados). En el mes de enero también se negociaron contratos anuales con liquidación entre tres años vista (Cal+3: 2023) y cuatro años vista (Cal+4: 2024), con un volumen total de 0,4 TWh (7,3% del volumen total de contratos anuales negociados en enero de 2020).

En 2019, el porcentaje de volumen negociado de contratos con periodo de liquidación igual o superior al mes ascendió a 94,8% del total negociado (204 TWh), superior a dicho porcentaje en 2018 (92,7%). Por su parte, el

¹¹ En enero de 2019 los contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes representaron el 94,5% (17,3 TWh) del total del volumen negociado en los mercados a plazo en dicho periodo.

¹² En enero de 2019, 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 5,5% (1 TWh).

¹³ En el mes de diciembre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de corto plazo, fue superior (61,6%; 0,7 TWh).

¹⁴ En el mes de diciembre de 2019 el porcentaje de negociación de dicho contrato, sobre el volumen total negociado de contratos de largo plazo, fue similar (41,9%; 11,6 TWh).

porcentaje de volumen de contratos a corto plazo (horizonte de liquidación inferior al mes) ascendió al 5,2% en 2019 (11,3 TWh), siendo dicho porcentaje superior en 2018 (7,3%; 11,8 TWh).

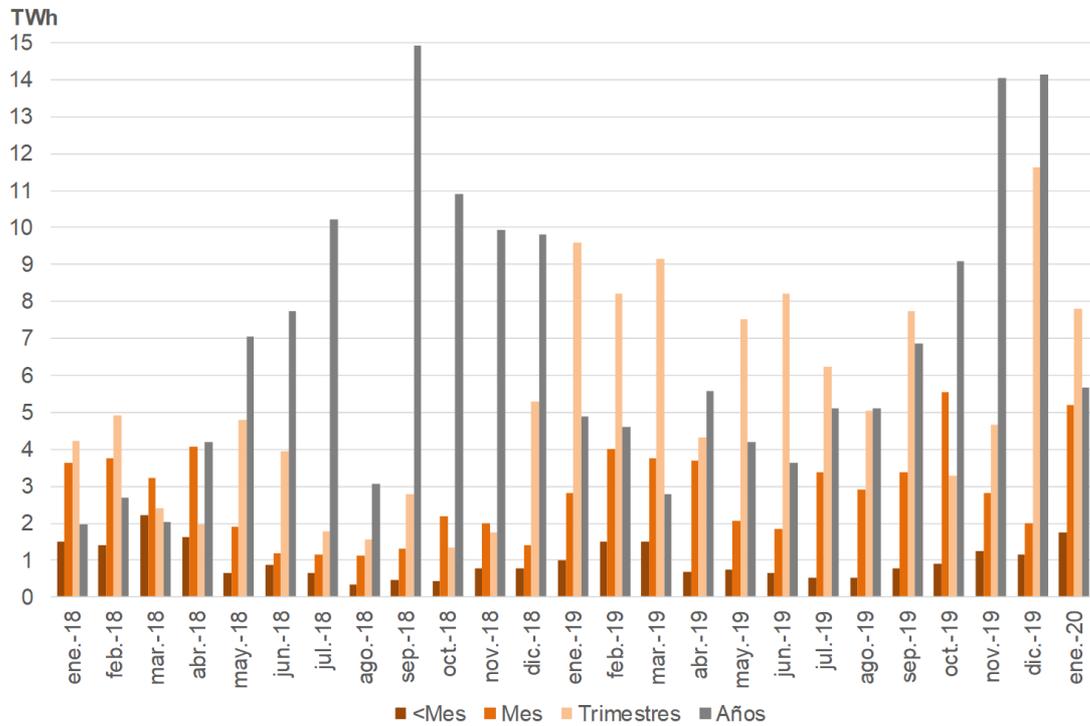
En 2019, los contratos a plazo más negociados fueron los trimestrales, seguidos de los anuales y mensuales con el 39,8%, 37,2% y 17,8% del total negociado, respectivamente. Los contratos más negociados en 2018 fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales (52,8%, 23% y 16,9% del total 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 enero-20	Mes anterior diciembre-19	% Variación	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	619	280	121,0%	35,2%	4.830	42,8%
Fin de semana	141	168	-16,0%	8,0%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0,0%	0	0,0%
Semana	999	719	39,0%	56,8%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	1.758	1.166	50,8%	8,6%	11.287	5,2%
Mensual	5.192	2.010	158,3%	27,8%	38.275	18,8%
Trimestral	7.807	11.639	-32,9%	41,8%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0,0%	0	0,0%
Anual	5.668	14.150	-59,9%	30,4%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	18.667	27.799	-32,8%	91,4%	203.956	94,8%
Total	20.426	28.966	-29,5%	100%	215.243	100%

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

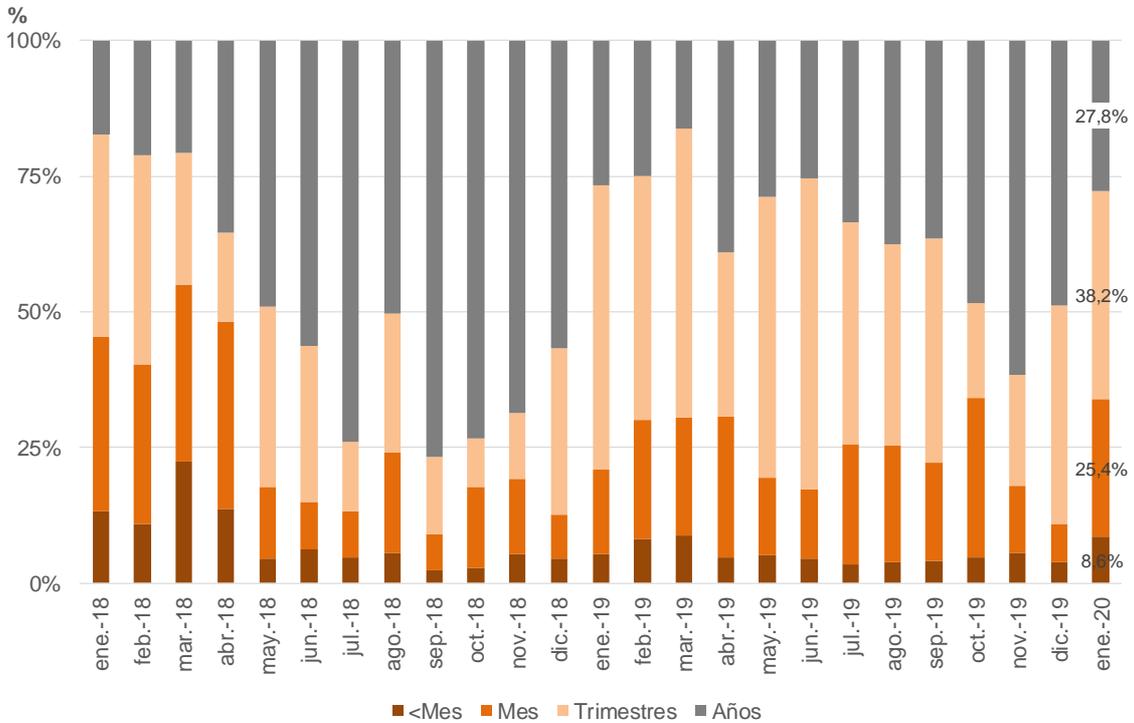
Gráfico 9. Volumen mensual de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (TWh) Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



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: enero 2018 a enero de 2020



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

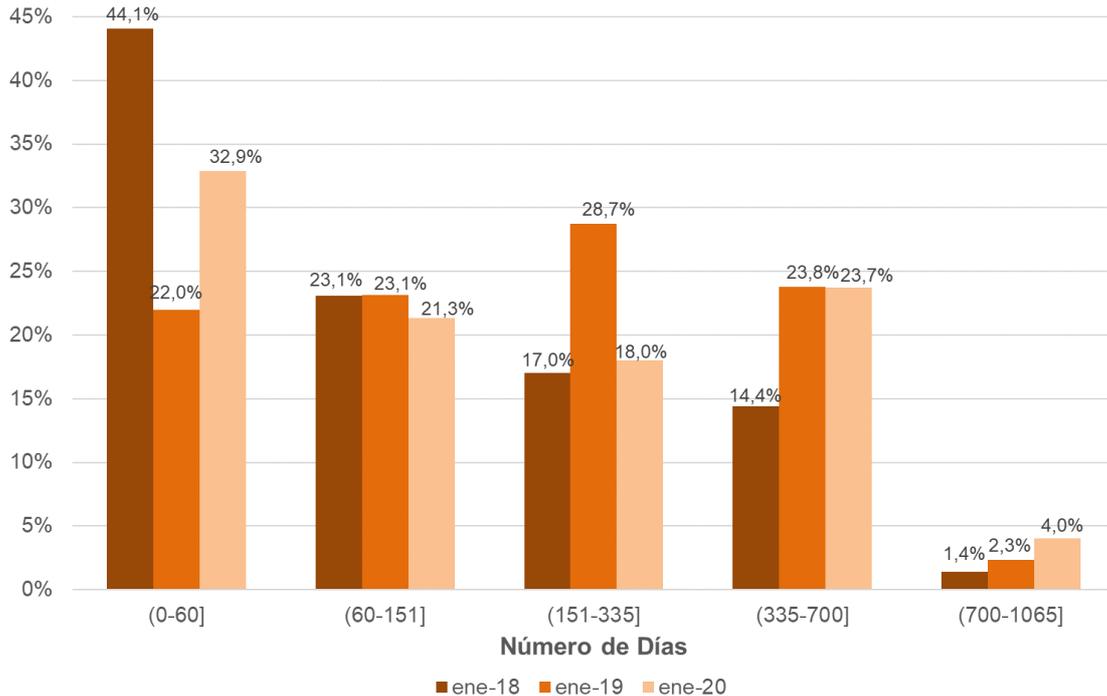
2.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento

En enero de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con liquidación en el primer trimestre de 2020, con el 32,9% del volumen negociado en enero, seguidos de los contratos con vencimiento en el año 2021 (contratos Cal+1), con el 23,7% del volumen total negociado en enero (véase Gráfico 11).

El volumen de contratos negociados en enero de 2020 con liquidación en segundo trimestre del año 2020 ascendió a 4,4TWh (21,3% del volumen total negociado en enero), mientras que el volumen de los contratos con liquidación en el segundo semestre de 2020 ascendió a 3,7 TWh (18% del volumen total negociado en enero).

Por su parte, el volumen de contratos con liquidación entre de 2022 (contrato Cal+2) y 2023 (contrato Cal+3) ascendió a 0,8 TWh y acaparó el 4% del volumen total negociado en el mes de enero de 2020.

Gráfico 11. Volumen negociado en diciembre (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 enero, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en enero de 2020¹⁵ se situó en torno a 15.510 GWh, un 23,6% inferior al volumen de negociación sobre contratos con

¹⁵ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2020: mensual ene-20, trimestral Q1-20, anual YR-20, 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 enero de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

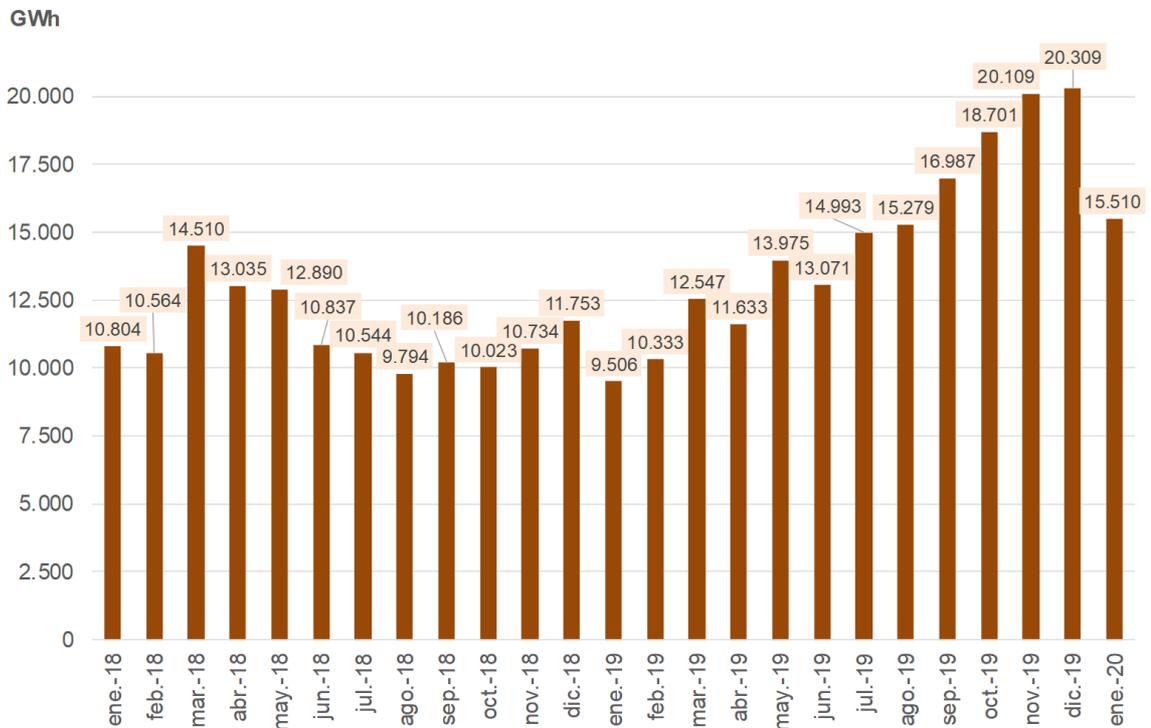
liquidación en diciembre de 2019 (20.309 GWh), y un 63,2% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en enero de 2019 (9.506 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en enero de 2020, el 88,7% (13.752 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual ene-20, trimestral Q1-20 y anual 2020), mientras que el 11,3% restante (1.758 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 enero de 2020 (15.510 GWh) representó el 68,4% de la demanda eléctrica peninsular en dicho periodo (22.675 GWh).

El volumen de contratos a plazo liquidado en los mercados OTC, OMIP y EEX en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supuso el 71,1% de la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh), siendo dicho porcentaje superior al registrado en 2018 (53,5% de la demanda eléctrica peninsular de 2018).

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



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 enero de 2020 (mensual ene-20, trimestral Q1-20 y anual 2020) se situó en 18.484 MW, un 28,2% inferior al volumen negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de diciembre de 2019 (25.729 MW) y un 61,9% superior al volumen total negociado sobre contratos con liquidación en todos los días del mes de enero de 2019 (11.419 MW). Asimismo, el volumen de contratación a plazo con liquidación en todos los días de enero de 2020 (18.484 MW) representó el 60,6% de la demanda horaria media de dicho mes (30.477 MW).

El volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2019 ascendió a 18.933 MW/mes (superior en un 33,3% al volumen medio mensual de contratación a plazo con liquidación en 2018).

El volumen total negociado en enero de 2020 sobre contratos con liquidación en todos los días del mes¹⁷ (18.484 MW) registrado para su compensación y liquidación en las Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) ascendió a 18.252 MW (98,7% del volumen total). De forma más concreta, el 17,9% (3.301 MW) del volumen total (18.484 MW) se registró en OMIClear¹⁸ (véase Gráfico 14), el 10,6% (1.966 MW) se registró en BME Clearing (véase Gráfico 15) y el 70,3% (12.985 MW) se registró en EEX-ECC (véase Gráfico 16).

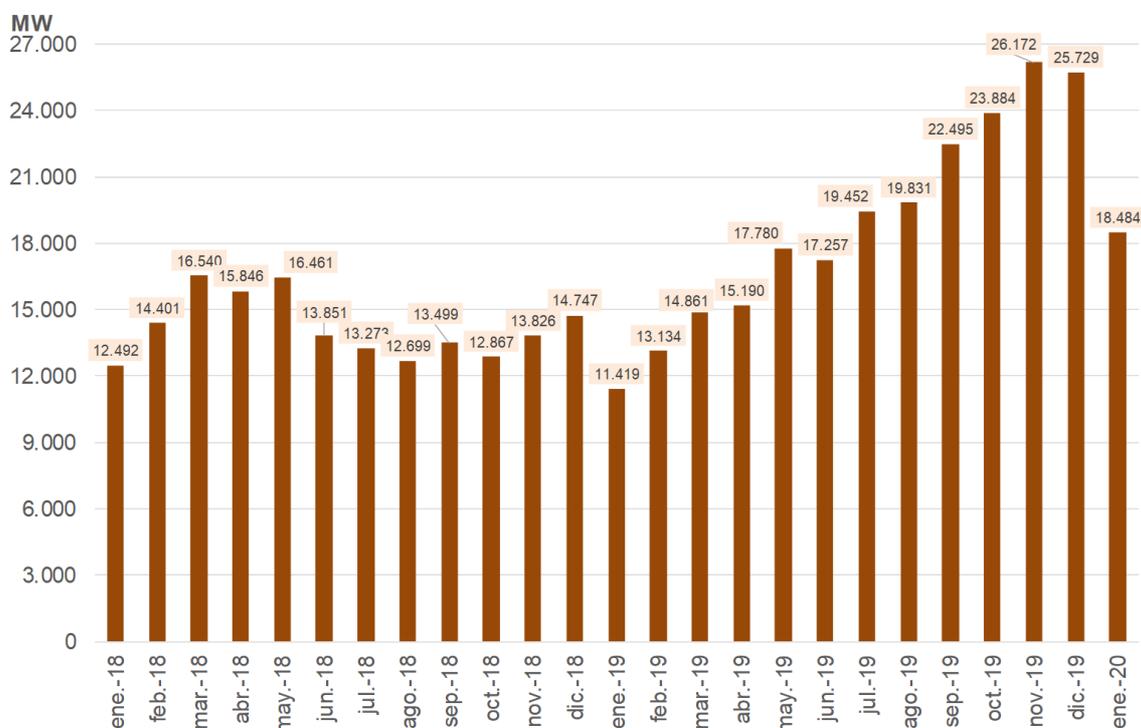
El porcentaje del volumen total negociado de contratos a plazo registrado para su compensación y liquidación en las CCPs con liquidación en 2019 ascendió al 94,1% del volumen total (superior a dicho porcentaje para 2018, 80,5%): el 14,4% se registró en OMIClear, el 10,9% se registró en BME Clearing y el 68,9% se registró en EEX-ECC.

¹⁶ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

¹⁷ Contratos mensuales, trimestrales y anuales.

¹⁸ 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: enero de 2018 a enero de 2020**



* 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.

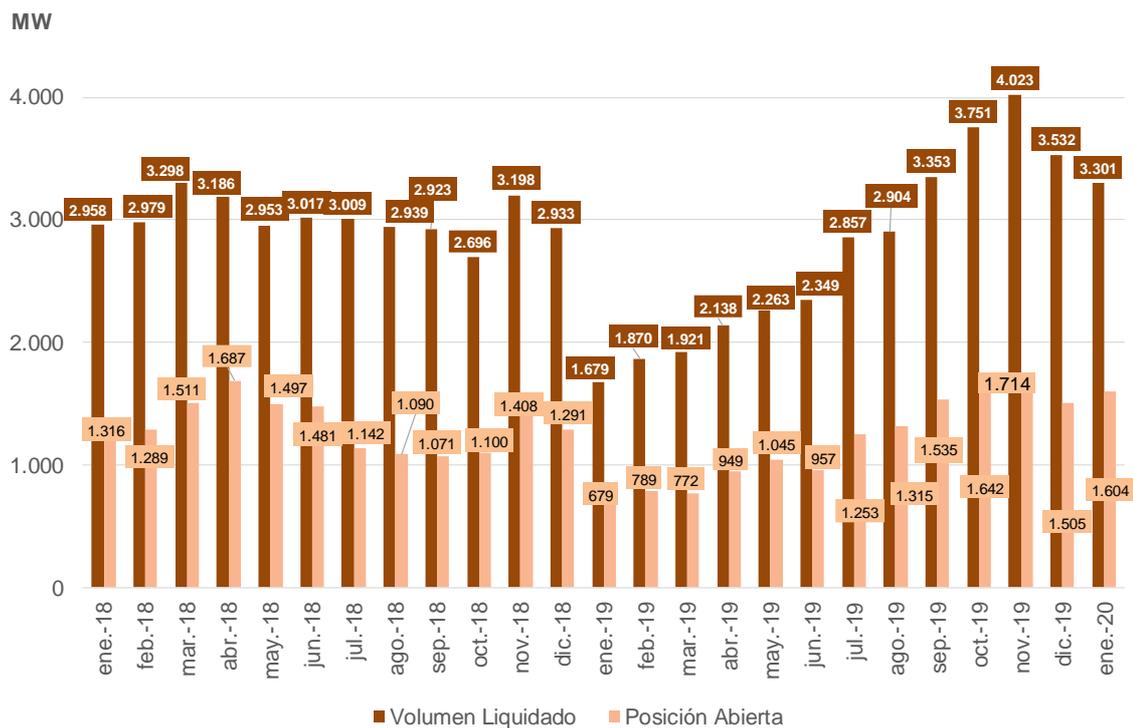
En este sentido, de los 3.301 MW con liquidación en enero de 2020 que se registraron en OMIClear, el 51,4% (1.697 MW) de las posiciones se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 48,6% restante (1.604 MW) quedaron abiertas¹⁹ (véase Gráfico 14). Por tanto, el 51,4% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores²⁰ (vendedores) que posteriormente vendieron (compraron) contratos con liquidación en enero de 2020.

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.

En términos medios, la posición abierta media del volumen registrado en OMIClear con liquidación en 2019 ascendió a 1.180 MW/mes, lo que equivale al 43,4% del volumen medio registrado en OMIClear con liquidación en 2019 (2.720 MW/mes).

Gráfico 14. Volumen negociado en OMIP y volumen OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta²¹ (MW)*
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



* 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 Clearing²², en concreto sobre el volumen diario negociado y la posición abierta por tipo de contrato.

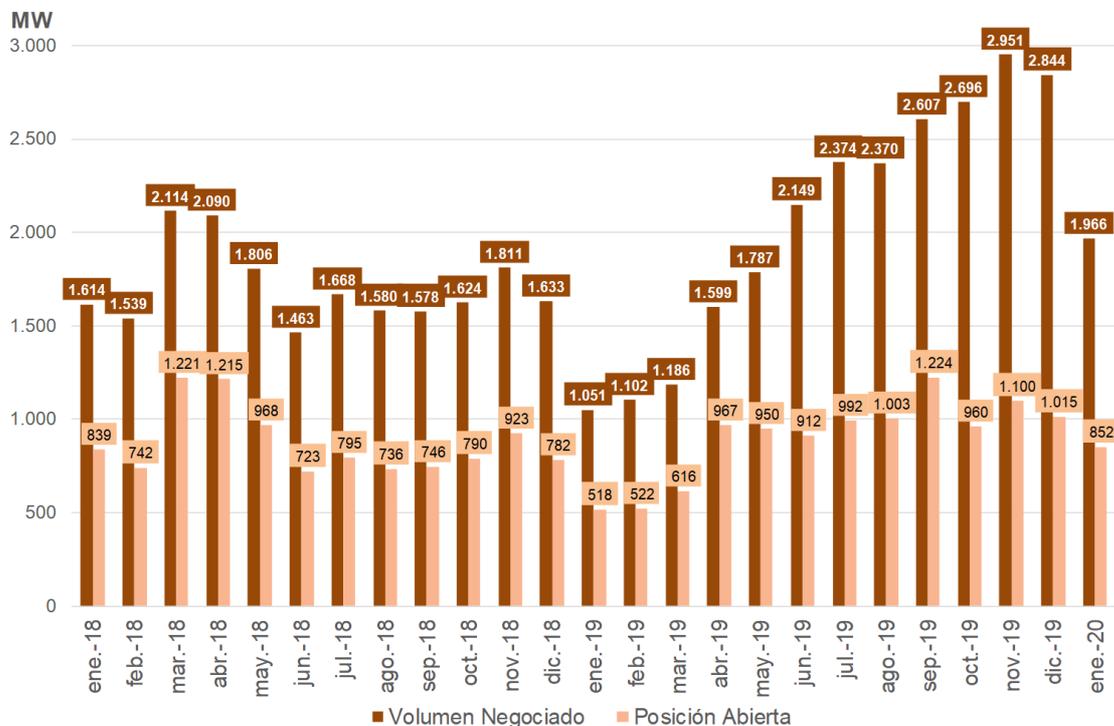
²¹ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear. Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las 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>).

Del volumen total negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en enero de 2020 (18.484 MW), el 10,6% (1.966 MW) se registró en BME Clearing. De dichas posiciones registradas en BME Clearing, el 56,7% (1.114 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 43,3% restante (852 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 15).

En términos medios, la posición abierta media con liquidación en 2019 ascendió a 898 MW, lo que representó el 43,6% del volumen total registrado en BME Clearing (2.060 MW).

Gráfico 15. Volumen OTC registrado en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta²³ (MW)*
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



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

Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

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 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

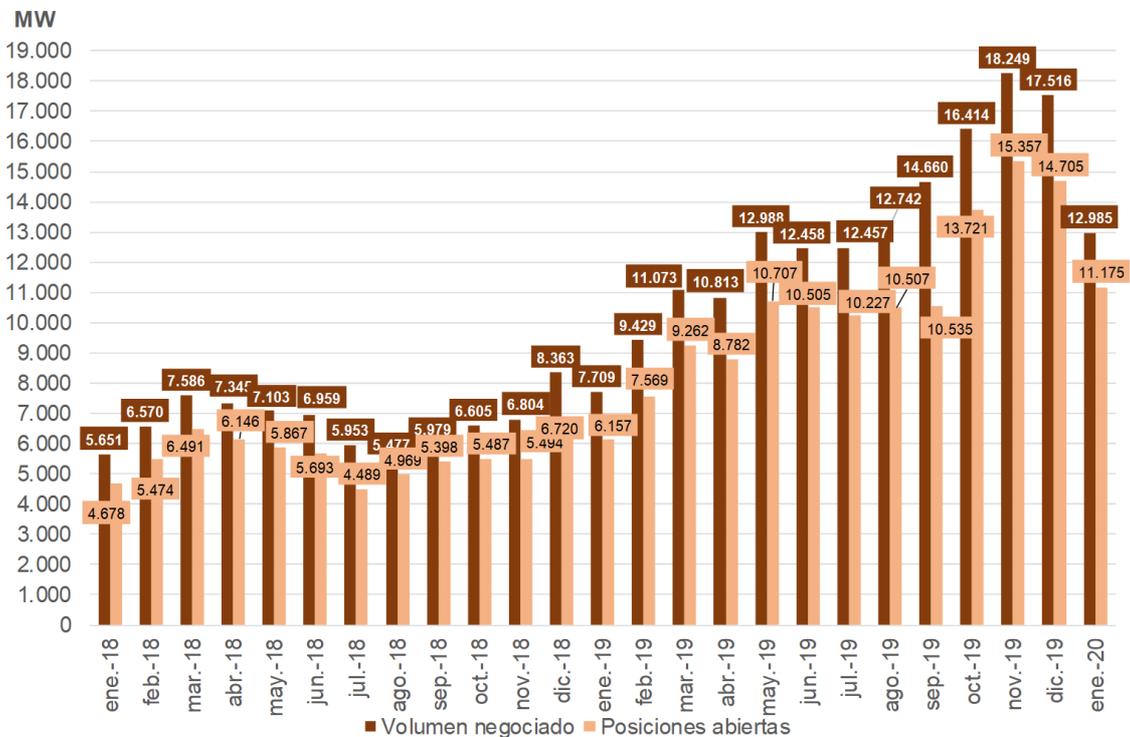
Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC. En este sentido, se dispone de información sobre las transacciones OTC registradas para su compensación y liquidación en EEX-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 enero de 2020 (18.484 MW), el 70,3% (12.985 MW) se registró en EEX-ECC. De dichas posiciones registradas en ECC, el 13,9% (1.810 MW) se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que el 86,1% restante (11.175 MW) quedaron abiertas (véase Gráfico 16).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en EEX-ECC con liquidación en 2019 ascendió a 10.670 MW/mes, lo que supuso el 81,7% del volumen total registrado en EEX-ECC en 2019 (13.042 MW/mes).

²⁴ 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 abierta²⁵ (MW)*
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



*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.

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 posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. Como en OMIClear y BME Clearing, al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

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

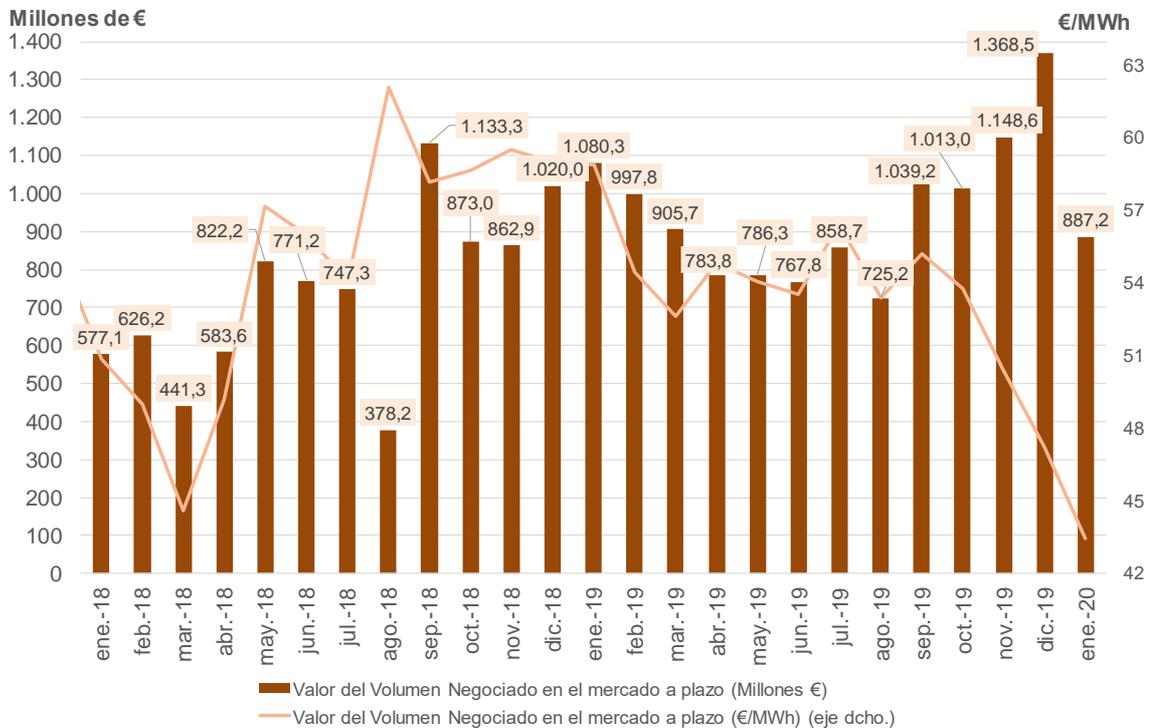
A continuación se describe la evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo (mercados organizados –OMIP y EEX– y no organizado –mercado OTC–) de los futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española, por mes de negociación. En la sección 3.2 se muestra la 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 enero de 2020 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (20,4 TWh) fue de 887,7 millones de euros, un 35,1% inferior al valor económico del volumen negociado en el mes anterior (1.368,5 millones de euros). El precio medio ponderado por el volumen negociado en enero de 2020, en dichos mercados, fue 43,46 €/MWh, un 8% inferior al precio medio del volumen negociado en el mes anterior (47,24 €/MWh) (véase Gráfico 17).

El valor económico del volumen negociado en 2019 en los mercados OTC, OMIP y EEX de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española (215,2 TWh) fue de 11.474,8 millones de euros (29,9% superior al valor económico del volumen negociado en 2018). El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2019 en dichos mercados fue 53,31 €/MWh, un 3,4% inferior al precio medio del volumen negociado en 2018 (55,20 €/MWh).

**Gráfico 17. Valor económico del volumen negociado en los mercados a plazo por mes de negociación (en millones de € y €/MWh)
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020**



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 enero de 2020, la liquidación financiera de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en enero de 2020²⁶ (15.510 GWh), bajo

²⁶ Se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en enero de 2020: mensual ene-20, trimestral Q1-20, anual YR-20, 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 enero de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

el supuesto anterior, ascendería a 164,2 millones de €²⁷; un 47,3% inferior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en diciembre de 2019 negociados en dichos mercados (311,3 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en enero de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 50,42 €/MWh, superior en 9,41 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de enero de 2020 (41,01 €/MWh)²⁸. Diferenciando entre los contratos que se liquidan todos los días del mes y los contratos de corto plazo inferior a un mes:

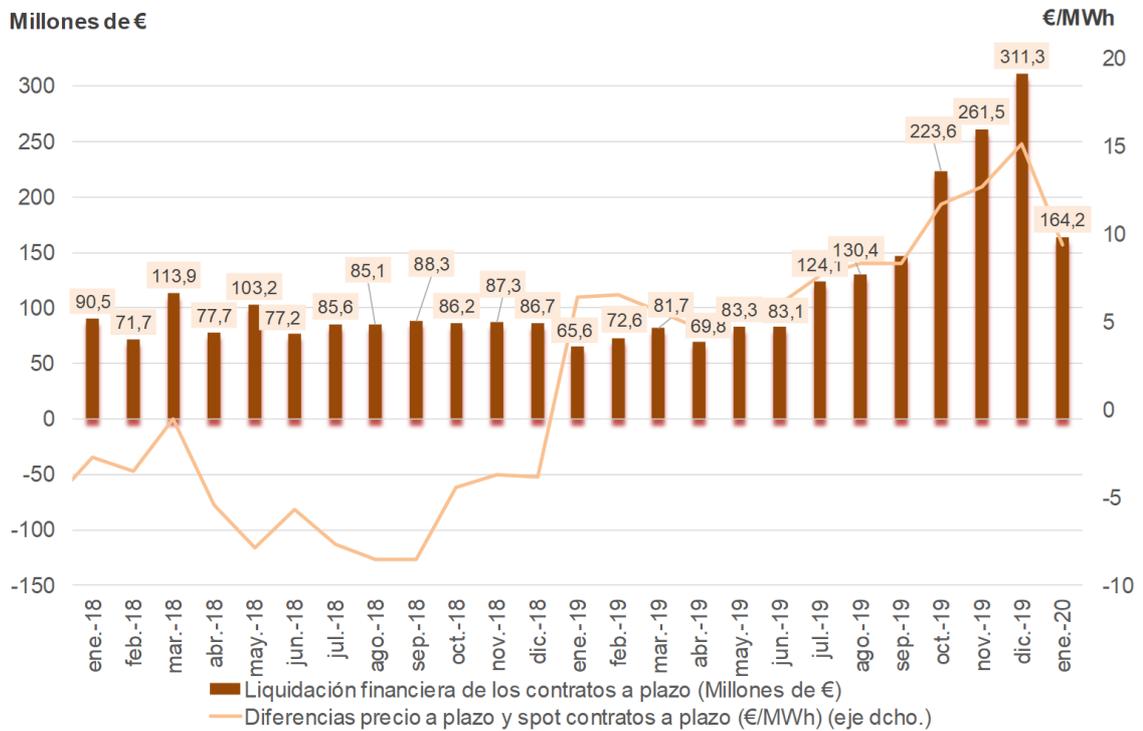
- El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de enero de 2020 (mensual ene-20, trimestral Q1-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 51,61 €/MWh, fue superior en 10,50 €/MWh al precio spot de liquidación desde el 1 de enero al 31 de enero de 2020 (41,10 €/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 60 €/MWh y 43,50 €/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 enero de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 41,15 €/MWh, superior en 0,82 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 31 de enero de 2020 (40,33 €/MWh).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019, ponderado por el volumen liquidado en 2019 (177.442 GWh), ascendió a 55,42 €/MWh, superior en 8,22 €/MWh al precio medio ponderado de liquidación de dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 (47,21 €/MWh). Por tanto, las primas de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2019 fueron positivas, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con pérdidas (beneficios). El precio medio de negociación de los contratos a plazo liquidados en 2019 (55,42 €/MWh) fue 4,09 €/MWh superior al precio medio de los contratos a plazo liquidados en 2018, que fueron inferiores al precio spot de liquidación.

²⁷ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

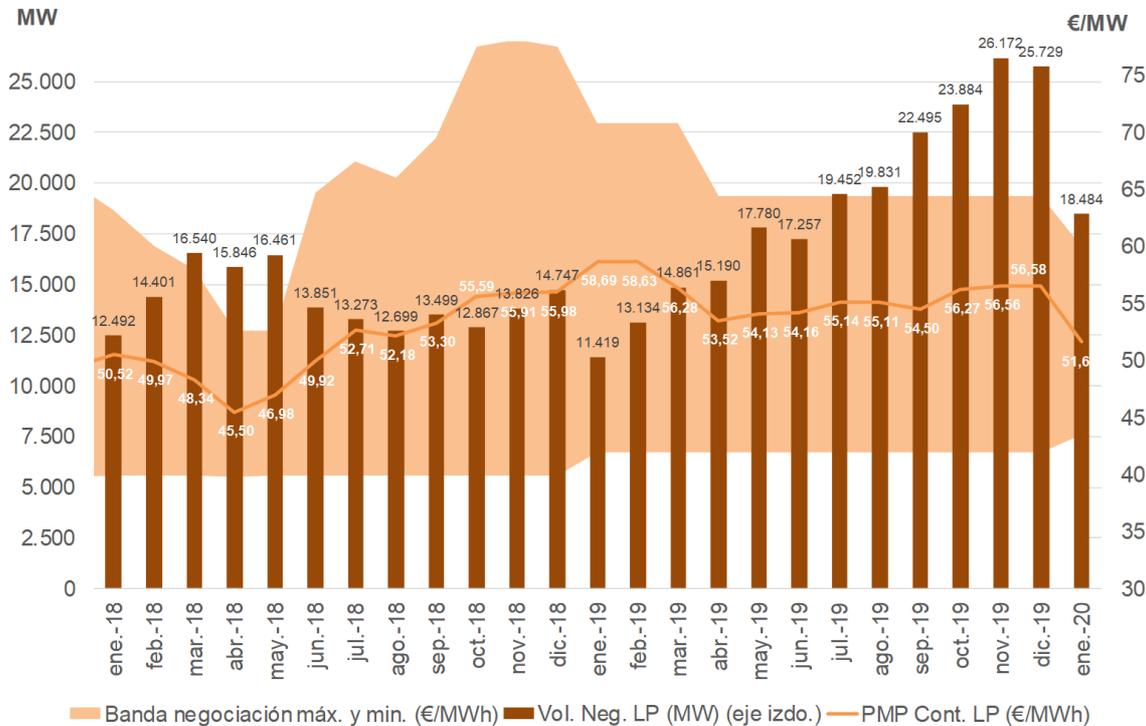
²⁸ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de enero provienen de contratos Q1-20 y anual 2020, por lo que la liquidación de estos contratos se realiza únicamente contra los precios spot de enero de 2020.

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 enero de 2020
Periodo: de enero de 2018 a enero de 2020



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: enero de 2018 a enero de 2020



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 enero de 2020, pese al contexto alcista de los precios de los mercados de contado, descendieron las cotizaciones de todos los contratos a plazo analizados en los tres mercados.

El mayor descenso de precio fue contabilizado por los contratos con vencimiento más cercano. En el mercado español, respecto a diciembre de 2019, la cotización del contrato con liquidación en febrero de 2020 se redujo un 18,3%, mientras que los contratos equivalentes en los mercados alemán y francés registraron una caída de su cotización del 23,9% y del 29,4%, respectivamente. Para el resto de los contratos analizados, los descensos de precios fueron similares en los tres mercados.

En el mercado francés, el descenso de las cotizaciones de los contratos analizados osciló entre el 8,2% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 29,4% del contrato con vencimiento en el mes de febrero de 2020.

En el mercado alemán, la caída de precios de los contratos analizados osciló entre el 8,3% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 23,9% del contrato con vencimiento en el mes de febrero de 2020.

En el mercado español, la reducción de las cotizaciones de los contratos analizados osciló entre el 6,9% del precio del contrato con liquidación anual en 2021 y el 18,3% del contrato con vencimiento en el mes de febrero de 2020.

A 31 de enero de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español descendió hasta los 45,10 €/MWh (-6,9% respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada por el contrato equivalente en Alemania (40,95 €/MWh; -8,3%), y por el contrato equivalente en Francia (42,53 €/MWh; -8,2%).

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

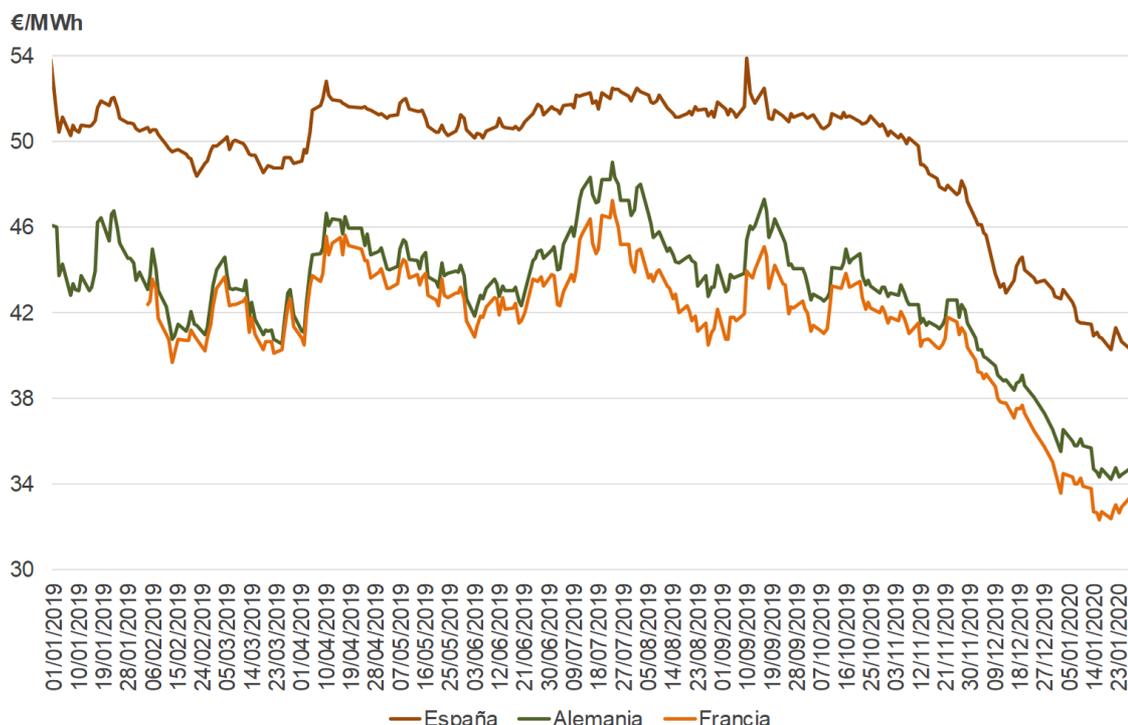
	Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario español (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario alemán (€/MWh)			Cotizaciones carga base con subyacente precio el mercado diario francés (€/MWh)		
	enero-20	diciembre-19	% Variación ene. vs. dic.	enero-20	diciembre-19	% Variación ene. vs. dic.	enero-20	diciembre-19	% Variación ene. vs. dic.
feb.-20	38,15	46,70	-18,3%	31,00	40,75	-23,9%	33,14	46,97	-29,4%
mar.-20	37,00	43,25	-14,5%	33,00	37,83	-12,8%	35,90	42,45	-15,4%
Q2-20	38,84	43,10	-9,9%	33,47	36,53	-8,4%	31,95	35,01	-8,7%
Q3-20	42,05	48,05	-12,5%	36,07	40,12	-10,1%	34,34	39,12	-12,2%
Q4-20	47,40	53,30	-11,1%	40,93	46,31	-11,6%	47,40	53,99	-12,2%
YR-21	45,10	48,45	-6,9%	40,95	44,66	-8,3%	42,53	46,34	-8,2%

Nota: últimas cotizaciones de diciembre a 30/12/2019 y últimas cotizaciones de enero a 31/01/2020.

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

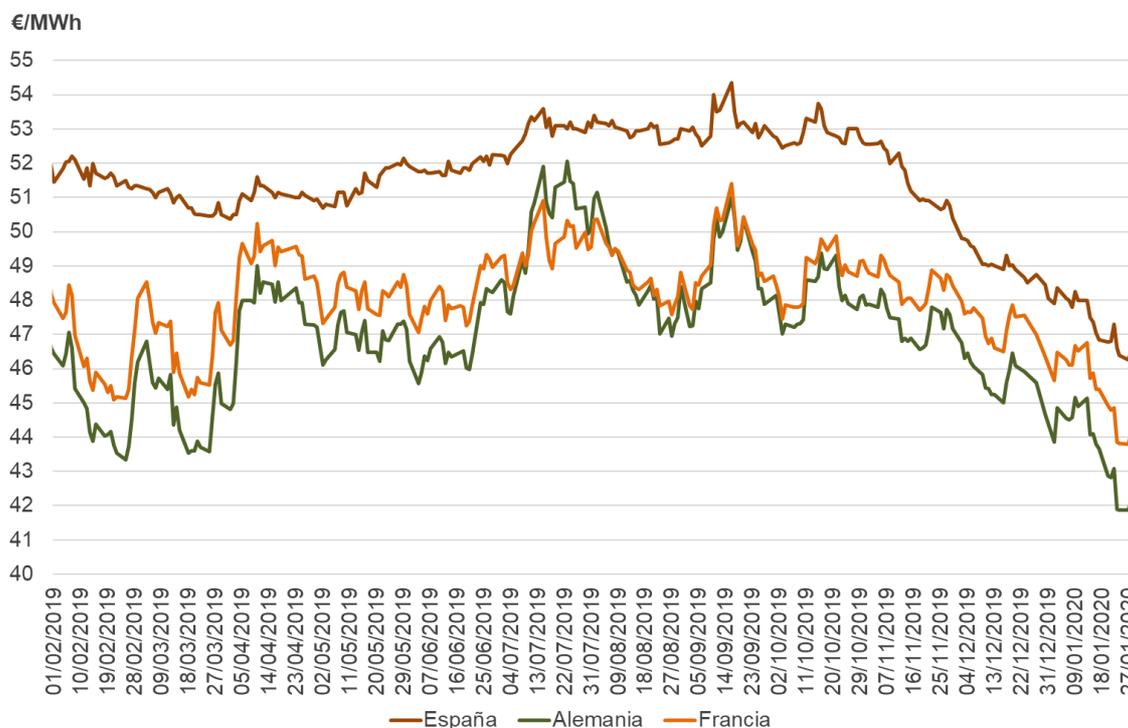
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

**Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q2-20 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero de 2019 a 31 de enero de 2020**



Fuente: EEX y OMIP

**Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania (EEX) y Francia (Powernext).
Periodo: 1 enero de 2019 a 31 de enero de 2020**



Fuente: EEX y OMIP

En el mes de enero de 2020 el precio medio del mercado diario español (41,10 €/MWh) fue un 21,6% superior al del mes anterior. Del mismo modo, respecto al mes de diciembre, aumentó el precio medio del mercado diario alemán, hasta situarse en 35,03 €/MWh (+9,6%), y el del mercado diario francés (+4,2%), situándose en 38,01 €/MWh. En el mes de enero, respecto al mes de diciembre de 2019, aumentó en 5,75 €/MWh el diferencial entre el precio medio del mercado diario de España y el de Francia.

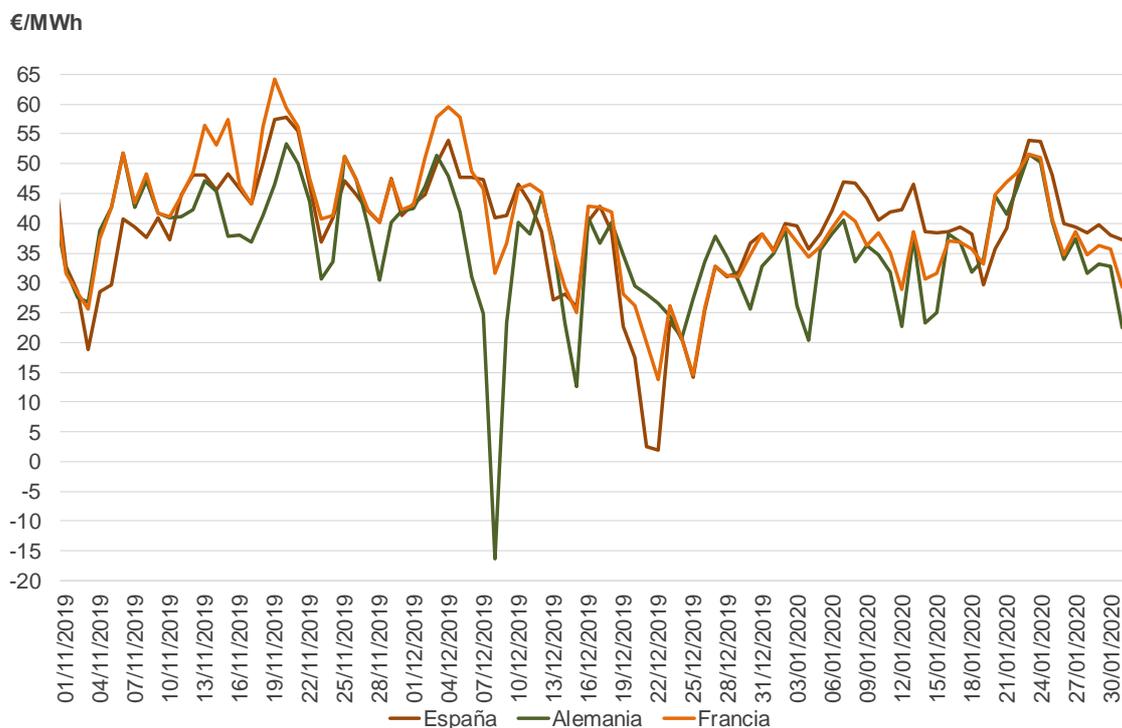
Cuadro 5. Precios medios mensuales en los mercados diarios de España, Alemania y Francia

Precios medios	enero-20	diciembre-19	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	41,10	33,80	21,6%
Alemania	35,03	31,97	9,6%
Francia	38,01	36,46	4,2%

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 enero de 2020, el precio medio diario más bajo se registró el día 4 en el mercado alemán (20,32 €/MWh), mientras que el precio medio diario más alto se registró el día 23 en el mercado español (53,95 €/MWh). En el mes de enero de 2020 el porcentaje de acoplamiento entre el precio del mercado diario español y el precio del mercado diario francés fue del 35,9% de las horas del mes, siendo dicho porcentaje inferior al de diciembre (52,3% de las horas del mes).

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de noviembre de 2019 a 31 de enero de 2020



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 OMIClear²⁹ y en EEX-ECC³⁰, por mes de

²⁹ Desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

³⁰ 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 enero de 2020, los volúmenes negociados en dichos mercados a plazo, registrados en CCPs, ascendieron a 244.857 GWh en Alemania y 32.547 GWh en Francia, siendo 13,1 y 1,7 veces superiores, respectivamente, al

negociación. El volumen negociado en enero de 2020 de contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Alemania y el precio de contado en Alemania y Austria³¹, registrados en ambas cámaras, ascendió a 244.857 GWh, un 23,6% superior al volumen negociado en el mes anterior (198.089 GWh). Por su parte, el volumen registrado en dichas cámaras en el caso de los contratos financieros de carga base mensuales, trimestrales y anuales, con subyacente el precio de contado en Francia ascendió a 32.547 GWh, un 17% inferior al volumen negociado el mes anterior (39.203 GWh).

Para el conjunto del año 2019, 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 registrados en OMIClear y en EEX-ECC, ascendió a 2.473,8 TWh (un 28,3% superior al volumen negociado en 2018). El volumen negociado de contratos con subyacente el precio de contado francés y horizonte de liquidación igual o superior al mes ascendió a 323,7 TWh en 2019 (un 12,7% superior al volumen negociado en 2018).

volumen total de los contratos de largo plazo equivalentes con subyacente español negociados en el mercado a plazo (18.667 GWh), incluido el volumen negociado en el mercado OTC con subyacente español no registrado en ninguna cámara.

³¹ 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: enero de 2018 a enero de 2020

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
ago-19	184.364	19.813
sep-19	237.365	35.964
oct-19	223.487	30.709
nov-19	205.519	43.419
dic-19	198.089	39.203
ene-20	244.857	32.547

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 mensuales³² con liquidación en los meses de enero de 2018 a enero de 2020 (véase Cuadro 7 a continuación).

En el mes de enero de 2020, la prima de riesgo ex post en los mercados español, alemán y francés fue positiva (2,10 €/MWh, 1,47 €/MWh y 5,49 €/MWh, respectivamente).

Las cotizaciones máxima y mínima diarias del contrato mensual en España con liquidación en enero de 2020, registradas durante todo el horizonte de cotización de dicho contrato, ascendieron a 62,75 €/MWh y 43,20 €/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 41,10 €/MWh) ascendieron a 21,65 €/MWh y a 2,10 €/MWh, respectivamente. En el mercado alemán, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual con liquidación en enero de 2020 ascendieron a 58,64 €/MWh y a 34,96 €/MWh, respectivamente, por lo que las primas de riesgo ex post resultantes (diferenciadas respecto al precio medio del mercado diario, que se situó en 35,03 €/MWh) se situaron en 23,61 €/MWh y -0,07 €/MWh, respectivamente. Por último, las cotizaciones máximas y mínimas diarias del contrato mensual en Francia con liquidación en enero de 2020 ascendieron a 70,64 €/MWh y a 37,25 €/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 38,01 €/MWh), se situaron en 32,63 €/MWh y -0,76 €/MWh, respectivamente.

En 2019, 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 (+2,86 €/MWh, +3,52 y +4,85 €/MWh, respectivamente). Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) adquiridas el último día de negociación de los contratos mensuales se liquidaron con pérdidas (beneficios).

³² 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 enero de 2018 a enero de 2020, 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
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
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,62	36,85	2,77	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	40,55	36,94	3,61	45,00	38,60	6,40
nov-19	46,80	42,19	4,61	41,65	41,00	0,65	46,76	45,94	0,82
dic-19	50,00	33,80	16,20	37,37	31,97	5,40	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49

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 enero de 2020, las cotizaciones de todas las referencias spot y a plazo del Brent, del gas (NBP, MIBGAS, PVB y PEG) y del carbón (ICE ARA), así como los precios de los derechos de emisión de CO₂, evolucionaron a la baja.

La mayor caída de precio fue la registrada por la referencia spot del gas natural en PEG³³, que disminuyó un 20,3% respecto al mes de diciembre, situándose en 9,70 €/MWh. Este descenso de la cotización de la referencia spot PEG, estuvo en línea con la disminución registrada por el contrato equivalente en MIBGAS (-20,2%) y en NBP (-17,5%). Del mismo modo la referencia del gas en PVB-ES a un mes disminuyó un 14,8%

De manera similar al descenso de la cotización spot del gas en NBP, en el mes de enero, las cotizaciones de los contratos trimestrales de gas natural en este

³³ Corresponde al precio de referencia diario del producto con entrega al día siguiente.

hub descendieron un 19,1% (Q2-20), un 17,4% (Q3-20) y un 19,6% (Q4-20). De este modo, las cotizaciones de los contratos Q2-20, Q3-20 y Q4-20, se situaron al cierre de mes en 8,22 £/MWh, 8,55 £/MWh y 11,26 £/MWh, respectivamente.

Asimismo, disminuyeron las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) con entrega en febrero (-10,8%), en el segundo trimestre de 2020 (-7,8%), y en el año 2021 (-3,9%), situándose a cierre del mes en 48,10 \$/t, 50,55 \$/t y 59,56 \$/t, respectivamente.

De manera análoga, el precio del Brent mostró una tendencia descendente, al contrario que el mes anterior, con descensos del 17,1% en el contrato spot, y del 15% y 10,8% en los contratos a plazo con entrega a un mes y a doce meses, respectivamente. El precio spot y los precios a plazo del Brent a un mes y a doce meses se situaron, al cierre de mes, en 56,67 \$/Bbl, 58,16 \$/Bbl y 54,89 \$/Bbl, respectivamente.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y diciembre de 2021 disminuyeron cerca del 5%, en ambos casos, situándose, a cierre del mes de enero en 23,88 €/tCO₂ y 24,06 €/tCO₂, respectivamente.

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

	Cotizaciones en Ene.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Dic.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	31-ene-20	Mín.	Máx.	30-dic-19	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	56,67	56,67	69,96	68,37	63,30	69,37	-17,1%
Brent entrega a un mes	58,16	58,16	68,91	68,44	60,82	68,44	-15,0%
Brent entrega a doce meses	54,89	54,89	62,11	61,53	57,28	61,69	-10,8%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	8,45	8,45	20,78	10,24	9,56	13,34	-17,5%
Gas NBP entrega Q2-20	8,22	8,22	17,84	10,16	9,79	12,57	-19,1%
Gas NBP entrega Q3-20	8,55	8,55	17,36	10,35	9,98	12,60	-17,4%
Gas NBP entrega Q4-20	11,26	11,26	20,11	14,01	13,64	15,31	-19,6%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	9,46	22,71	27,76	11,85	8,51	15,21	-20,2%
PVB-ES a un mes	10,35	22,80	25,00	12,15	11,85	15,55	-14,8%
PEG Spot	9,70	9,70	12,53	12,18	10,95	15,20	-20,3%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Feb-20	48,10	48,90	87,35	53,90	54,15	60,70	-10,8%
Carbón ICE ARA Q2-20	50,55	50,55	86,57	54,83	54,83	61,58	-7,8%
Carbón ICE ARA CAL-21	59,56	59,51	84,50	62,00	62,00	67,95	-3,9%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	23,88	23,74	25,86	25,09	24,15	26,85	-4,8%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	24,06	23,91	26,57	25,31	24,38	27,06	-4,9%

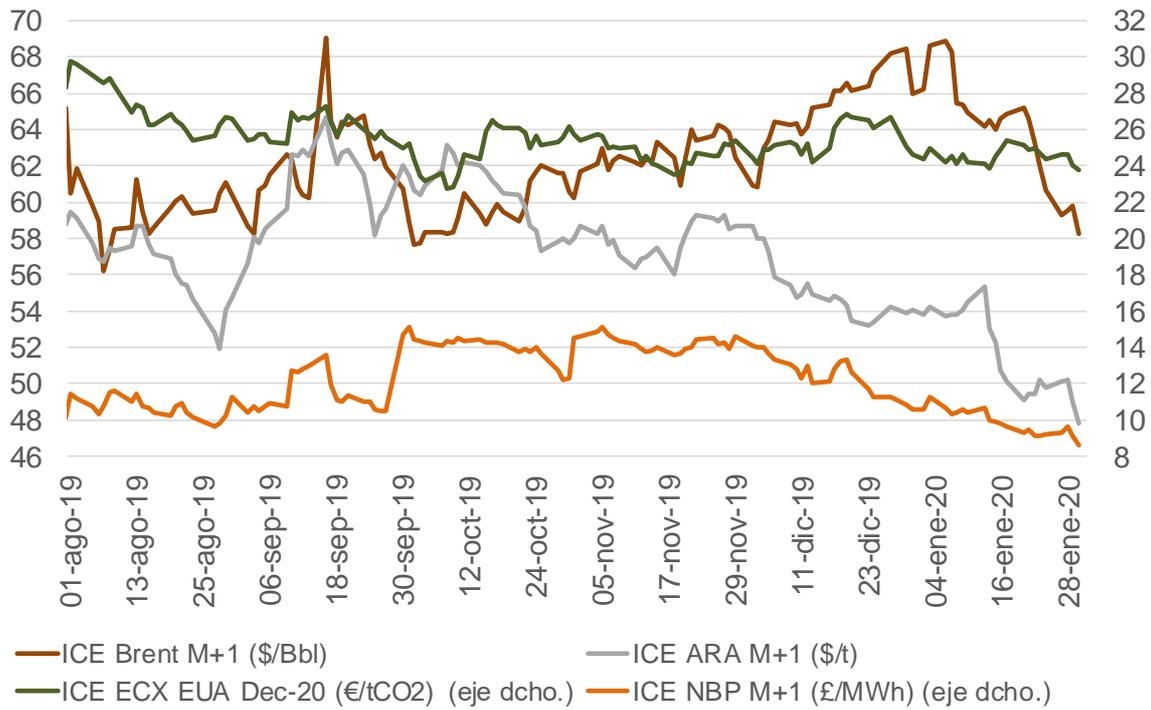
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS 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 diciembre a 30/12/2019 y cotizaciones de enero a 31/01/2020.

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

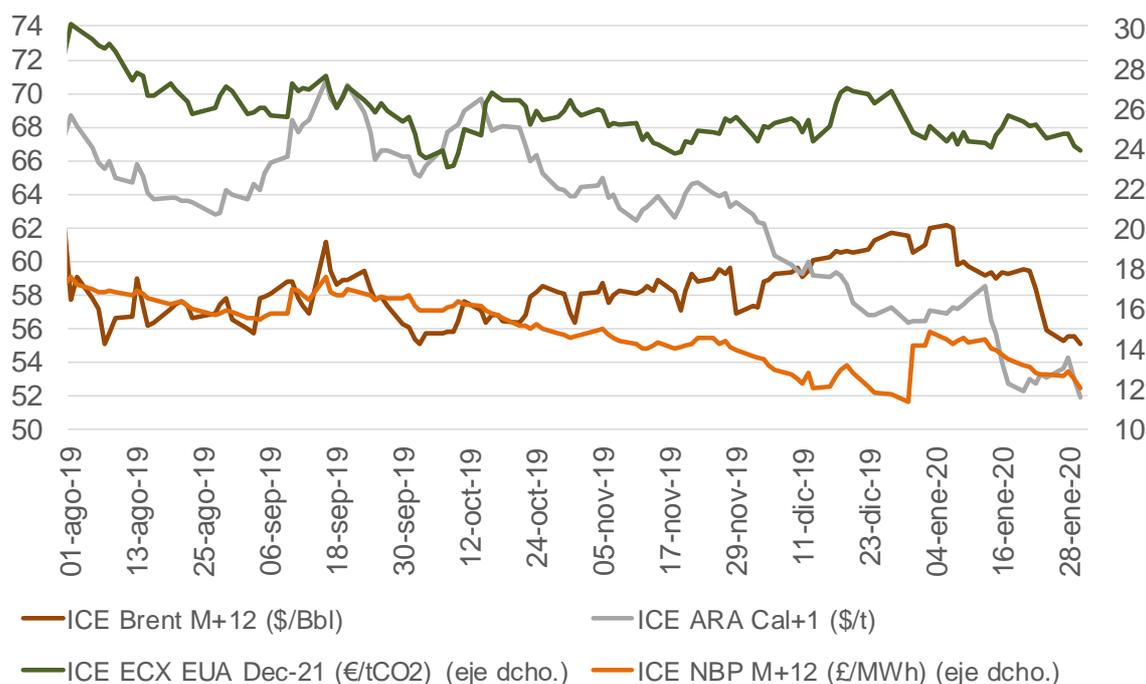
Las tendencias indicadas durante el mes de enero, se observan en el Gráfico 23, en el que se refleja la evolución de las cotizaciones de los contratos con entrega en el mes siguiente, así como en el Gráfico 24, en el que se muestra la evolución de los precios de los contratos con liquidación a un año vista.

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 agosto de 2019 a 31 de enero de 2020



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 de agosto de 2019 a 31 de enero de 2020



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

Al cierre del mes de enero de 2020 (31 de enero), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en torno a 1,10 \$/€ frente a 1,12 \$/€ al final del mes anterior. Del mismo modo también se apreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 31 de enero en 0,84 £/€ frente a 0,85 £/€ a cierre de mes de diciembre.

A comienzo de año se preveía que el crecimiento de la demanda de petróleo se acelerase ligeramente, apoyado en parte por los precios que siguen siendo relativamente bajos, por unas expectativas de crecimiento del PIB mundial en 2020 mayor que en 2019 y de solución de las diferencias comerciales entre EE.UU. y China. El precio del petróleo comenzó el año en valores altos (cerca de los 70 \$/Bbl), si bien el precio spot a cierre de mes descendió por debajo de los 60 \$/Bbl. La extensión del virus chino amplió los temores a una desaceleración en el consumo de crudo.

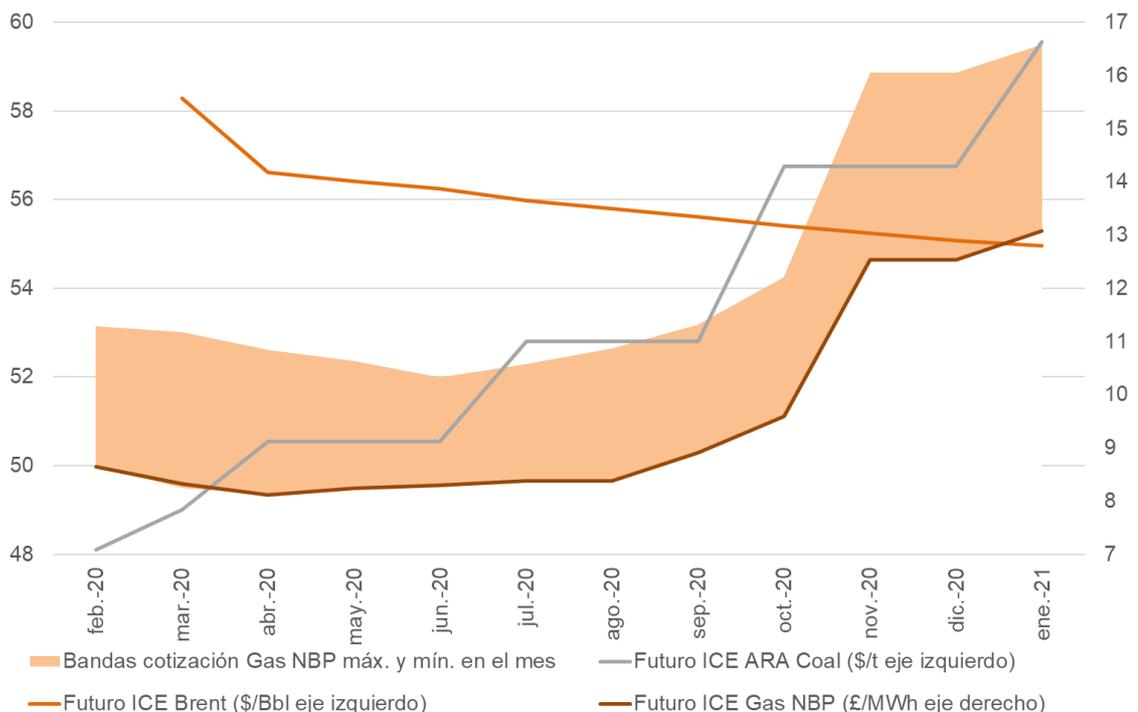
Al cierre del mes de enero, la curva a plazo de los combustibles (véase Gráfico 25), de forma similar al mes anterior, anticipa una tendencia descendente de las cotizaciones del petróleo Brent, que pasarían de 58,29 \$/Bbl, en el mes de marzo de 2020, a 54,96 \$/Bbl en el mes de enero de 2021.

Por su parte, la curva forward del carbón (ICE ARA), a 31 de enero, muestra una tendencia alcista en todo el periodo analizado, pasando de una cotización prevista para el mes de febrero de 2020 de 48,10 \$/t a una cotización de 59,56 \$/t prevista para el mes de enero de 2021.

La curva a plazo del gas natural (NBP), al cierre del mes de enero, muestra un descenso (curva en “backwardation³⁴”) entre los meses de febrero de 2020 (8,65 £/MWh) y abril de 2020 (8,12 £/MWh), para, a continuación, ascender durante el resto del periodo analizado alcanzando en enero de 2021 la cotización máxima de la curva (13,08 £/MWh); se observa un ascenso moderado durante todo este periodo con la excepción de un brusco incremento al pasar del mes de octubre a noviembre.

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 enero. La variación de precios (máximo-mínimo) del gas natural se cifra en promedio para el mes de enero en 2,75 £/MWh, coincidiendo la cotización a 31 de enero de 2020 con el rango mínimo del rango de variación.

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 31 de enero de 2020 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

³⁴ Cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano en niveles superiores a las de los contratos con vencimiento más lejano.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

A 31 de enero de 2020, el precio spot NBP se situó en 10,04 €/MWh (11,23 €/MWh en el mes anterior), superior al precio spot en MIBGAS en 9,46 €/MWh (11,37 €/MWh en el mes anterior). El precio OTC PVB-ES a 1 mes se situó en 10,35 €/MWh a 31 de enero de 2020 (11,85 €/MWh en el mes anterior). Por su parte, el precio spot del mercado francés (referencia PEG) a cierre de mes (31 de enero) se situó en 9,70 €/MWh (11,60 €/MWh en el mes anterior), superior al precio spot en MIBGAS en 9,46 €/MWh.

En cuanto a la evolución del coste de la materia prima empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso³⁵, el valor vigente para el primer trimestre de 2020 pasa a ser de 18,44 €/MWh, un 10,8% inferior a la referencia anterior, valor que no variaba desde el segundo trimestre de 2019 (20,68 €/MWh), al haberse mantenido congelado durante dos trimestres consecutivos, por no haberse producido una variación (al alza o a la baja) superior al 2%, tal y como establece la metodología de cálculo.

Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

En enero de 2020 descendió el volumen negociado en MIBGAS Derivatives con respecto al mes de diciembre de 2019. En concreto, 396,4 GWh con entrega en PVB, un 35,9% por debajo del volumen de diciembre de 2019. Se negociaron 5 tipologías de contratos, siendo el más negociado el contrato anual con vencimiento en 2021 (36,8%), con 146.000 MWh a un precio medio ponderado de 15,94 €/MWh, seguido del contrato trimestral Q2-20 (28,9%), con 114.660 MWh negociados a un precio medio ponderado de 11,75 €/MWh.

El volumen total negociado en 2019 en MIBGAS Derivatives se situó en 7.626,3 GWh (un 281,8% superior al volumen negociado en 2018), distribuido en contratos con entrega a dos y tres meses vista (M+2 y M+3), contratos con entrega a uno, dos y tres trimestres vista (Q+1, Q+2 y Q+3), contratos con entrega en el periodo invernal siguiente (W), contratos con entrega en el periodo estival siguiente (S) y contratos con entrega en los dos años siguientes (Y+1 y Y+2). El mayor volumen de negociación, en 2019, se concentró en el contrato con entrega a dos meses vista (46,1%), seguido del contrato anual con entrega en 2020 (21,2% del total negociado) y del contrato con entrega en el trimestre siguiente (19,3% del total negociado).

³⁵ 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%.

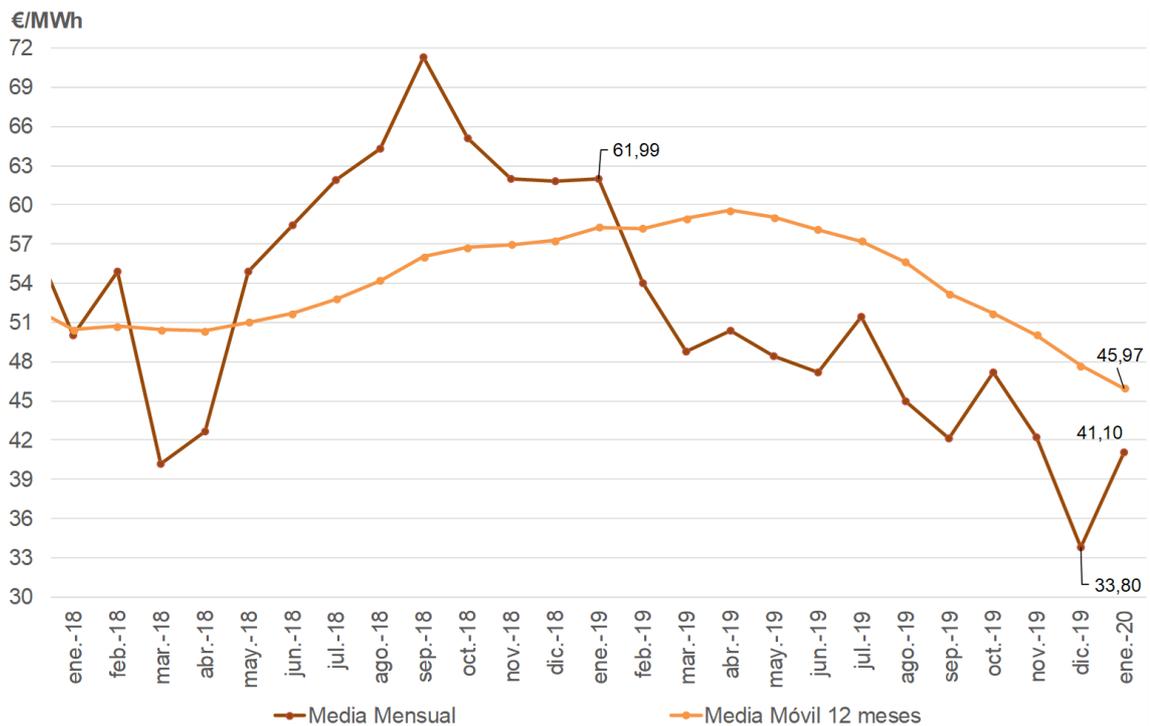
4.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q2-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

[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 enero de 2018 y enero de 2020. En el mes de enero de 2020 el precio spot medio mensual se situó en 41,10 €/MWh³⁶, un 21,6% superior al precio spot medio mensual registrado en el mes anterior (33,80 €/MWh), y un 33,7% inferior al precio spot medio registrado en enero de 2019 (61,99 €/MWh).

Gráfico 27. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario. Periodo: enero de 2018 a enero de 2020

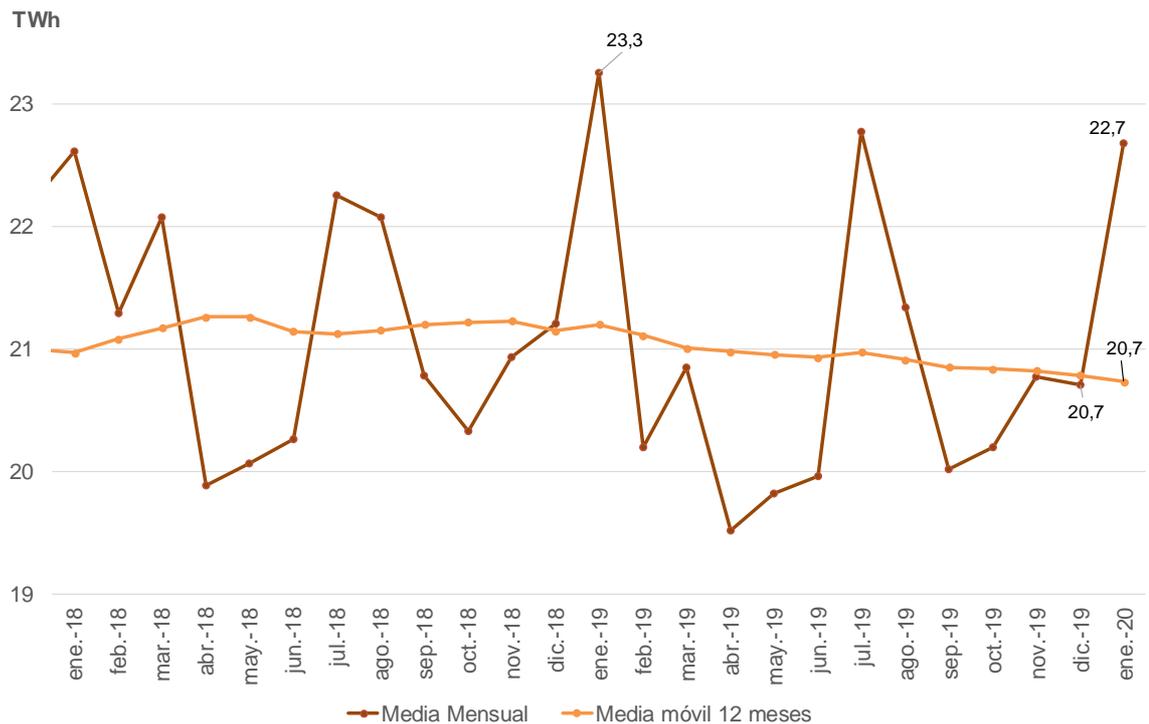


Fuente: OMIE

³⁶ En enero de 2020 el precio spot medio portugués se situó en 40,92 €/MWh. En dicho mes, el precio spot español y el precio spot portugués difirió en 44 horas de un total de 744 horas (5,9% del total de las horas en dicho periodo), siendo el diferencial promedio de -0,18 €/MWh. En 2019 los precios entre España y Portugal fueron iguales en 8.307 horas de las 8.760 horas totales (diferencial promedio positivo de 0,19 €/MWh, similar al diferencial promedio de 2018, 0,16 €/MWh).

En el Gráfico 28 se representa la evolución mensual y la media móvil anual de la demanda de transporte peninsular. En el mes de enero de 2020, la demanda se cifró en 22,7 TWh, un 9,5% superior al valor registrado en el mes anterior (20,7 TWh), y un 2,5% inferior a la demanda del mismo mes del año anterior (23,3 TWh en enero de 2019). En el mes de enero de 2020, la demanda fue superior en un 9,4% a la media móvil anual (20,7 TWh).

Gráfico 28. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)
Periodo: enero de 2018 a enero de 2020



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 enero de 2020 y diciembre 2019, enero de 2019, así como para el año 2019 y el acumulado del año 2020.

Respecto al mes de enero de 2019, cabe destacar el descenso de la producción de las centrales de carbón (-71,2%), de la solar térmica (-40,2%), de la eólica (-22,8%) y de la generación con residuos (-18,3%). Por el contrario, aumentó significativamente la contribución de la hidráulica (+75,9%), de la solar fotovoltaica (+26,7%) y de las otras renovables (+12%).

La participación de fuentes renovables disminuyó más de 10,9 puntos porcentuales en enero de 2020 (42,4%), respecto a diciembre de 2019 (53,3%), lo que contribuyó a que el precio de mercado spot en el mes de enero de 2020 ascendiera 7,3 €/MWh respecto al registrado en diciembre de 2019. En el conjunto del año 2019 el porcentaje de participación sobre la cobertura de la demanda de estas tecnologías fue del 38,7%

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 la disminución de producción hidráulica (-19,9%) respecto al mes anterior, y en un contexto de mayor demanda, el precio de mercado spot en el mes de enero de 2020 ascendió (+7,3 €/MWh respecto al registrado en diciembre de 2019).

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

	ene-20	dic-19	ene-19	% Var. ene-20 vs. dic-19	% Var. ene-20 vs. ene-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	3,96	4,94	2,25	-19,9%	75,9%	25,87	10,4%	3,96	17,5%
Nuclear	5,28	4,36	5,04	21,2%	4,7%	55,92	22,4%	5,28	23,3%
Carbón	0,89	0,40	3,10	122,1%	-71,2%	10,84	4,3%	0,89	3,9%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	3,29	2,74	3,17	20,0%	3,5%	51,36	20,6%	3,29	14,5%
Eólica	4,62	5,22	5,98	-11,5%	-22,8%	52,79	21,2%	4,62	20,4%
Solar fotovoltaica	0,59	0,50	0,47	20,0%	26,7%	8,84	3,5%	0,59	2,6%
Solar térmica	0,11	0,08	0,18	27,4%	-40,2%	5,41	2,2%	0,11	0,5%
Otras renovables ⁽²⁾	0,35	0,30	0,31	13,5%	12,0%	3,68	1,5%	0,35	1,5%
Cogeneración	2,45	2,33	2,65	4,9%	-7,7%	29,55	11,8%	2,45	10,8%
Residuos	0,22	0,22	0,26	-3,6%	-18,3%	2,77	1,1%	0,22	0,9%
Total Generación	21,74	21,10	23,42	3,1%	-7,1%	247,09	99,1%	21,74	95,9%
Consumo en bombeo	-0,40	-0,72	-0,27	-43,9%	51,5%	-3,04	-1,2%	-0,40	-1,8%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,14	-0,12	-0,14	16,9%	0,0%	-1,69	-0,7%	-0,14	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	1,47	0,45	0,23	229,4%	533,2%	7,02	2,8%	1,47	6,5%
Total Demanda transporte	22,68	20,71	23,25	9,5%	-2,5%	249,37	100,0%	22,68	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

