



**BOLETÍN MENSUAL DE
MERCADOS A PLAZO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ESPAÑA (*SEPTIEMBRE 2020*)**

28 de enero de 2021

IS/DE/003/20

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España	7
2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes	7
3. Evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo	10
3.1. Evolución de la negociación agregada en el mercado OTC y en los mercados de futuros de OMIP y de EEX	10
3.2. Evolución de la negociación mensual en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato	13
3.3. Evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por mes de liquidación	16
4. Evolución del valor económico del volumen negociado en el mercado a plazo y de la liquidación financiera	21
5. Evolución de los principales determinantes de los precios spot y a plazo de energía eléctrica en España	24
5.1. 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	24
5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia	28
5.3. Precio de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	29
5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	31
5.5. Análisis de los precios spot en España	32

1. Hechos relevantes

Aumento del precio de contado en el mes de septiembre

En septiembre de 2020, en un contexto de tendencia general alcista de los precios spot de gas europeos, así como de las cotizaciones de carbón, el precio del mercado spot de electricidad aumentó 5,76 €/MWh (+15,9%) respecto al registrado en agosto, situándose en 41,96 €/MWh frente a 36,20 €/MWh del mes anterior.

Descenso general de las cotizaciones a plazo con vencimiento más cercano en los mercados español, alemán y francés

En septiembre de 2020, la preocupación por el efecto que sobre la demanda y la actividad económica pudieran tener las restricciones en Europa ante el avance de la pandemia por COVID-19, se vio reflejada en un descenso de las cotizaciones de los contratos a plazo sobre electricidad con vencimiento más cercano, tanto en el mercado español como en los mercados alemán y francés. La mayor caída de precios correspondió a los contratos con liquidación en el último trimestre del año, tanto los mensuales como el trimestral Q4-20. Las cotizaciones de todos los contratos analizados con subyacente francés se situaron por encima de las registradas para los contratos equivalentes españoles (con la excepción del contrato con vencimiento en el Q2-21), con un spread máximo de 11,59 €/MWh (ES<FR) en el caso del contrato con liquidación en Q1-21.

La caída de las cotizaciones de los contratos a plazo con subyacente español analizados oscilaron entre un 9,9% del contrato mensual para el mes de octubre de 2020 (40,50 €/MWh a 30/09/20) y un 1,8% del contrato trimestral para el Q1-21 (45,50 €/MWh a cierre de septiembre). Por el contrario, mostraron un comportamiento ascendente las cotizaciones de los contratos con liquidación en el segundo y tercer trimestres de 2021, con incrementos del 1,9% para el contrato Q2-21 y del 1,4% para el Q3-21.

A 30 de septiembre de 2020, la cotización a plazo del contrato anual con vencimiento en 2021 en el mercado español cotizó a 45,35 €/MWh (sin variación respecto al mes anterior), manteniéndose por encima de la cotización registrada para el contrato equivalente en Alemania (41,36 €/MWh; -1,2%), y por debajo de la del contrato equivalente en Francia (47,18 €/MWh; sin variación respecto al mes anterior).

Aumento de los volúmenes negociado y registrado de contratos a plazo

En el mes de septiembre de 2020, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX se situó en torno a 14,9 TWh, un 28,5% superior al volumen negociado el mes anterior (11,6 TWh), y un 21% inferior al volumen negociado en dichos mercados durante el mismo mes del año anterior (18,8 TWh). La excepción en esta evolución positiva de la negociación, fue el mercado organizado de OMIP, que registró una caída del 3,9% del volumen negociado respecto a la del mes de agosto. No obstante, el aumento significativo de la negociación en el mercado

organizado de EEX (+92,8%) contribuyó a que el porcentaje del volumen total negociado en los mercados organizados (OMIP+EEX: 6,3%; 0,9 TWh) sobre el volumen total negociado en el mercado a plazo (OMIP+EEX+OTC) fuera el mismo en septiembre de 2020 que en el mes anterior.

Como referencia de la liquidez de los mercados a plazo, cabe mencionar que el volumen negociado en septiembre de 2020 (14,9 TWh) representó el 76,8% de la demanda eléctrica peninsular en ese periodo (19,4 TWh¹), inferior 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 septiembre de 2020, el mayor volumen de negociación se concentró en los contratos con vencimiento en el último trimestre de 2020, que ascendió a 6,7 TWh, con el 45,2% del volumen total negociado en dicho mes, seguido de los contratos con liquidación en el año 2021 que ascendió a 6 TWh, con el 40,5% del volumen total negociado en septiembre (ver Gráfico 11).

Liquidación de contratos en el mes de septiembre

Hasta el 30 de septiembre, el volumen de negociación en los mercados OTC, OMIP y EEX sobre contratos con liquidación en septiembre de 2020 se situó en torno a 19.257 GWh, un 8,7% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en agosto de 2020 (17.712 GWh), y un 13,4% superior al volumen de negociación sobre contratos con liquidación en septiembre de 2019 (16.987 GWh).

Del volumen total negociado en los mercados a plazo sobre contratos con liquidación en septiembre de 2020, el 97,2% (18.714 GWh) correspondió a contratos con liquidación en todos los días del mes (mensual sep-20, trimestral Q3-20 y anual 2020), mientras que el 2,8% restante (543 GWh) correspondió a contratos con horizontes de liquidación inferiores a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales, y balances de semana y de mes)

A 30 de septiembre de 2020, la liquidación financiera² de los futuros negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX liquidados en septiembre de 2020 (19.257 GWh) ascendería a 200,8 millones de €³, un 3,3% superior a la liquidación financiera de los futuros con liquidación en agosto de 2020 negociados en dichos

¹ En septiembre de 2019, el volumen total negociado en los mercados a plazo (18,8 TWh) representó el 94% de la demanda eléctrica peninsular en dicho mes (20,0 TWh).

² 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.

³ Beneficio medio para el total de las posiciones compradoras y pérdida media para el total de las posiciones vendedoras.

mercados (194,4 millones de €).

El precio medio de negociación de los contratos a plazo que se liquidaron en septiembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 43,32 €/MWh, superior en 7,05 €/MWh al precio medio ponderado sobre el que se liquidan dichos contratos (precio spot de liquidación) desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2020 (36,27 €/MWh)⁴.

Bajada generalizada de las referencias de largo plazo en los mercados de gas, en contraste con la tendencia general alcista de las cotizaciones de corto plazo de gas y de las referencias del carbón

En el mes de septiembre de 2020, se invierte la tendencia ascendente del mes anterior en los precios de las referencias del Brent, debido a la preocupación ante una situación de sobreoferta y de menor demanda ante posibles medidas por la situación de la pandemia por COVID-19. La cotización spot del Brent disminuyó, hasta situarse al cierre de mes en 40,67 \$/Bbl (cotización a 30 de septiembre). Por su parte, las referencias del Brent con entrega a un mes y a doce meses disminuyeron un 9,6% y un 6,0%, respectivamente, cerrando el mes de septiembre (cotizaciones a 30 de septiembre) en 40,95 \$/Bbl y 45,25 \$/Bbl, respectivamente.

El descenso del Brent, arrastró a la baja los precios de los contratos de gas de más largo plazo. Por el contrario, la alta actividad de compra de los agentes ante la previsión de temperaturas por debajo de la media en el mes de octubre, y la incertidumbre en el aprovisionamiento de GNL desde EE.UU., con paradas en trenes de licuefacción de varias instalaciones por los efectos de las tormentas tropicales, influyeron en el incremento de las cotizaciones de los contratos de gas con entrega más próxima.

Así, aumentaron significativamente las cotizaciones de las referencias spot de gas NBP y PEG⁵ (un 25,6% y un 23,8% respectivamente), mientras que la referencia spot de MIBGAS descendió un 2,3% (situándose en 11,70 €/MWh a cierre de mes) respecto al mes anterior. Por su parte, descendieron las cotizaciones de gas NBP con entrega en el Q1-21 y en el Q2-21 (un 1,5% y un 1,4%, respectivamente).

Las cotizaciones de los contratos a plazo de carbón (ARA) aumentaron entre un 4,6% del contrato anual CAL-21 y un 7,7% del contrato trimestral Q4-20.

⁴ Nótese que parte de los contratos liquidados en el mes de septiembre provienen del contrato anual 2020, por lo que la liquidación de este contrato se realiza contra los precios spot de los primeros nueve meses de 2020.

⁵ Última cotización del mes de septiembre: 11,95 €/MWh.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ con entrega en diciembre de 2020 y en diciembre de 2021 disminuyeron un 6,0% y 6,5%, respectivamente, situándose, a cierre del mes de septiembre, en 26,93 €/tCO₂ y 27,14 €/tCO₂, debido a la debilidad de los fundamentales, presionados por el resurgimiento de los casos de coronavirus.

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

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

2.1. Evolución de las cotizaciones a plazo de energía eléctrica en España de contratos con horizonte de liquidación igual o superior al mes

Cuadro 1. Cuadro resumen de cotizaciones a plazo en OMIP (€/MWh)

Contratos	MES DE SEPTIEMBRE DE 2020				MES DE AGOSTO DE 2020				% Δ Últ. Cotiz. sep-20 vs. ago-20
	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	Última cotización	Precio máximo	Precio mínimo	Media	
FTB M Oct-20	40,50	45,85	40,50	43,10	44,95	46,75	39,25	41,40	-9,9%
FTB M Nov-20	45,30	46,62	44,50	45,61	47,83	47,83	41,00	43,10	-5,3%
FTB M Dec-20	45,30	47,11	44,70	45,68	47,95	47,95	43,35	45,40	-5,5%
FTB Q4-20	43,50 (*)	46,15	43,32	44,89	46,90	46,90	41,50	43,30	-7,2%
FTB Q1-21	45,50	47,05	45,00	45,91	46,35	46,90	43,25	44,31	-1,8%
FTB Q2-21	40,90	42,37	40,58	41,14	40,13	41,40	38,73	39,56	1,9%
FTB Q3-21	45,59	46,55	44,57	45,40	44,98	46,40	43,90	44,69	1,4%
FTB YR-21	45,35	46,35	45,05	45,54	45,35	46,20	43,50	44,26	0,0%
FTB YR-22	44,40	45,23	43,90	44,34	46,60	46,60	45,30	46,03	-4,7%

(*) Cotización a 28 de septiembre

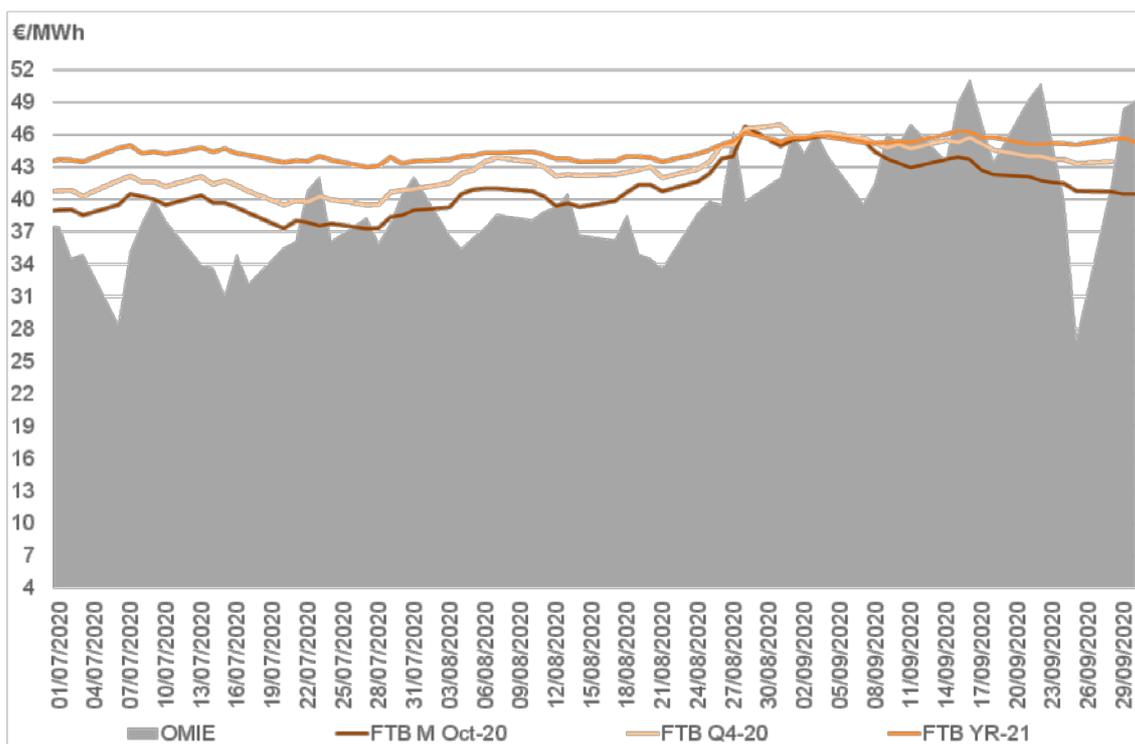
Producto base: 24 horas todos los días.

Nota: Últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2020 y últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2020.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

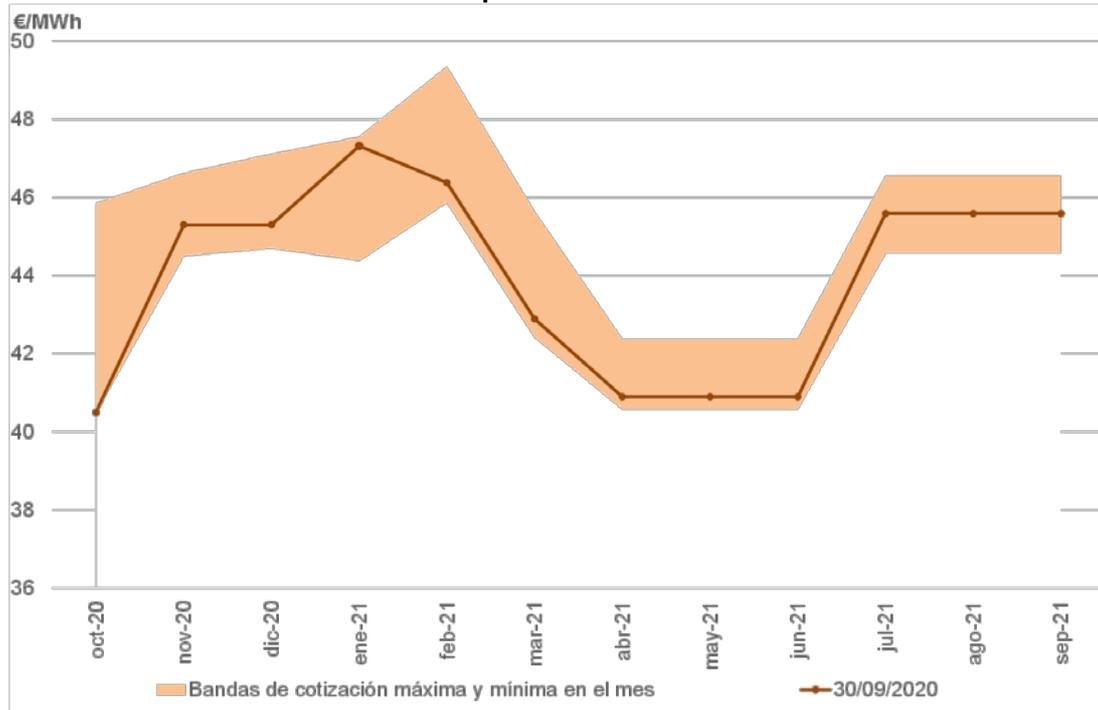
Gráfico 1. Evolución del precio medio en el mercado diario español y contratos a plazo (producto base) en OMIP.

Periodo del 1 de julio al 30 de septiembre de 2020



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

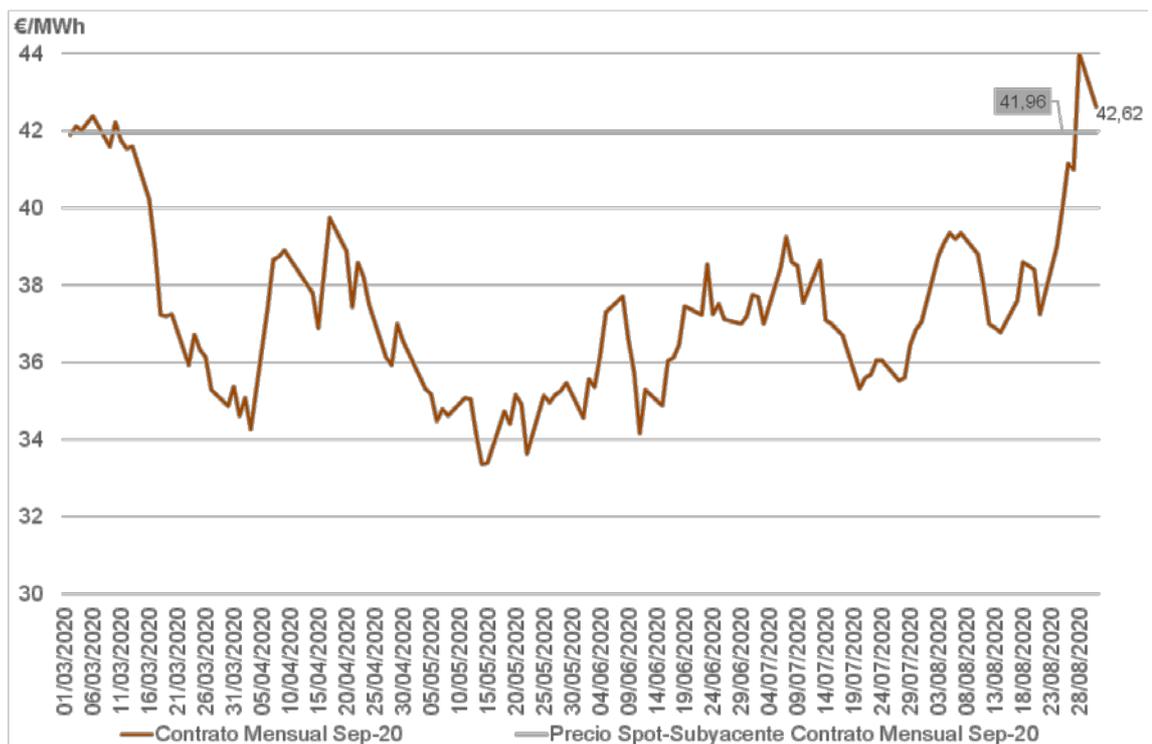
Gráfico 2. Rango de variación de la curva a plazo de energía eléctrica durante el mes de septiembre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 3. Cotizaciones del contrato mensual con liquidación en septiembre de 2020 en OMIP vs. precio spot de septiembre de 2020.

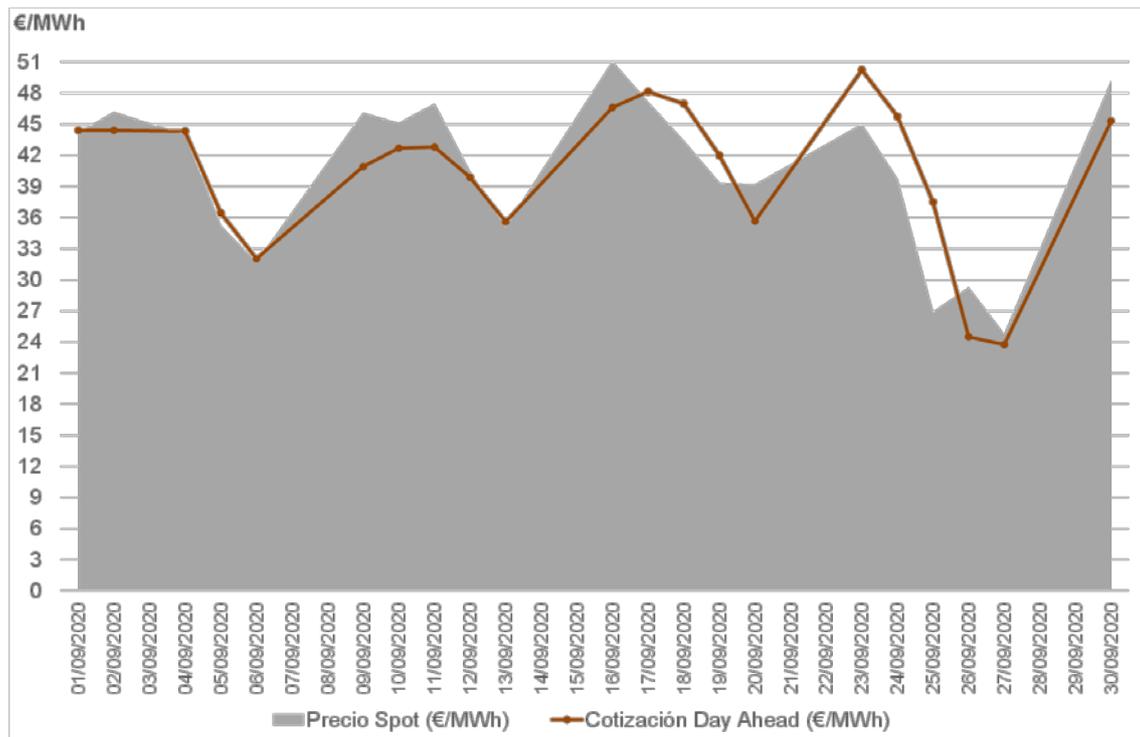
Periodo de cotización del contrato mensual: del 1 de marzo al 31 de agosto de 2020



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

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

Periodo: septiembre de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Cotización media en OMIP contratos *day-ahead*: 40,48 €/MWh.

Precio medio diario, de miércoles a domingo en los que hubo cotización de contratos *day-ahead*⁶): 40,45 €/MWh.

Prima de riesgo en septiembre de los contratos *day-ahead*: 0,03 €/MWh.

⁶ 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.

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

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

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 septiembre 2020	Mes anterior agosto 2020	% Variación	Acumulado 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)
OMIP	449	468	-3,9%	5.773	7.402	3,2%	3,4%
EEX	495	257	92,8%	5.855	5.818	3,3%	2,7%
OTC	13.928	10.852	28,3%	166.311	202.024	93,5%	93,9%
OTC registrado y compensado**:	14.407	11.064	30,2%	171.301	197.266	96,3%	91,6%
<i>OMIClear</i>	617	361	70,9%	14.351	25.799	8,1%	12,0%
<i>BME Clearing</i>	1.456	776	87,6%	24.291	26.398	13,7%	12,3%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	12.334	9.927	24,3%	132.659	145.069	74,6%	67,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	14.872	11.577	28,5%	177.939	215.243	100,0%	100,0%

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

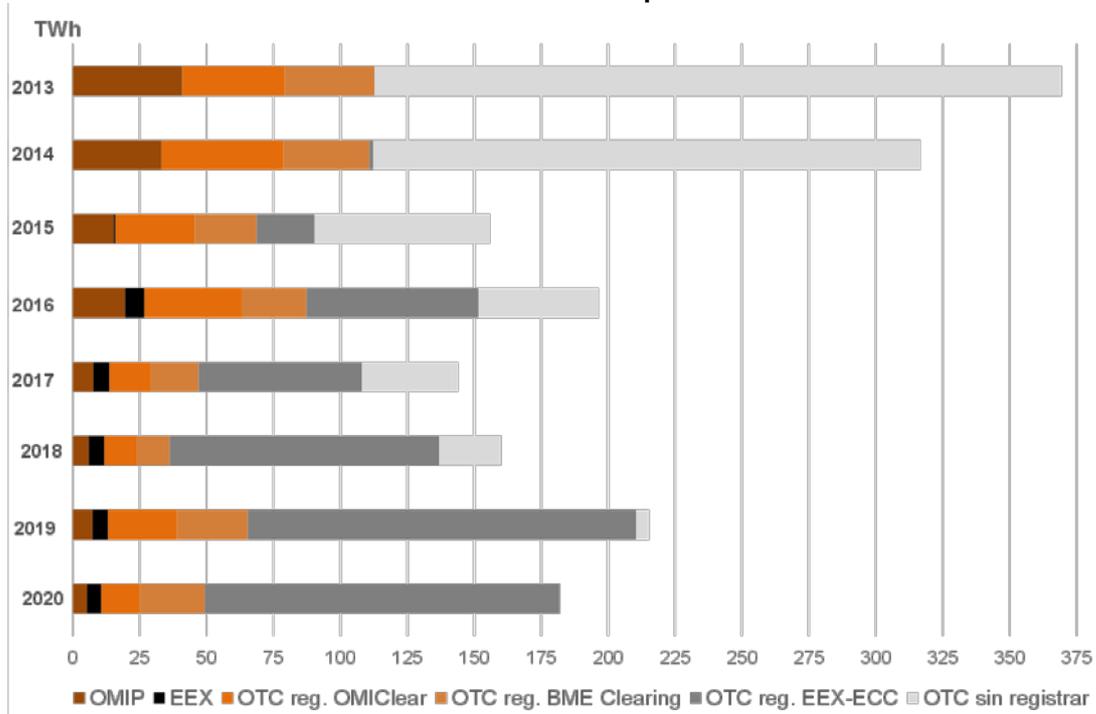
** El volumen registrado en las Cámaras de Compensación:

- 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

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo

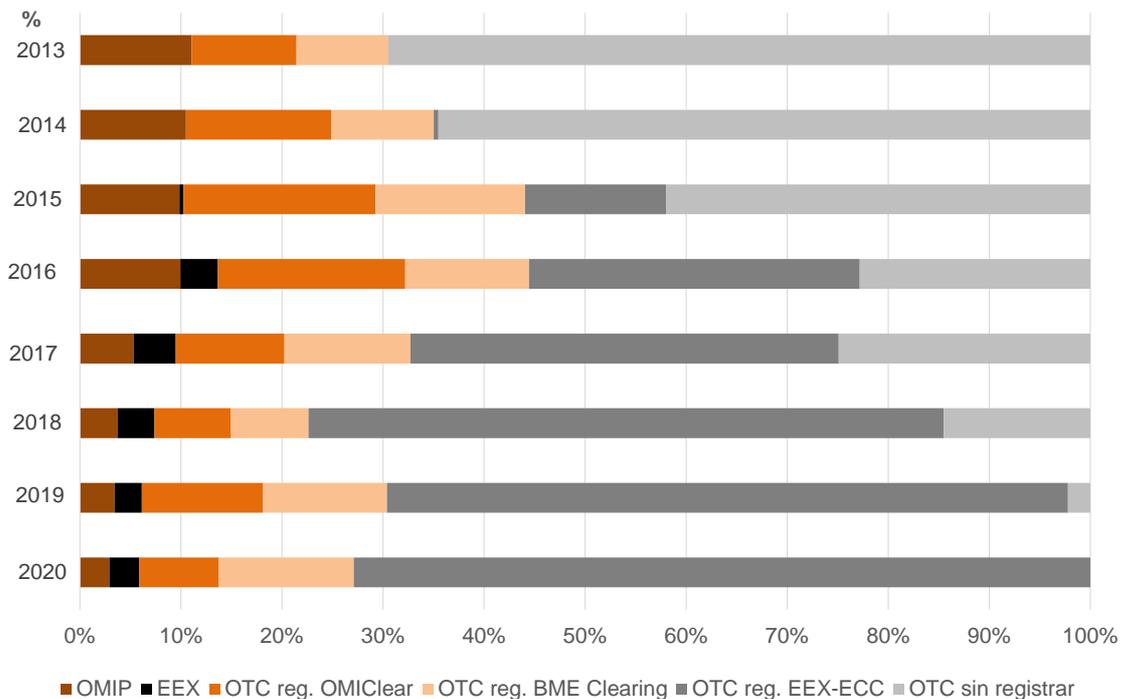
Periodo: enero de 2013 a septiembre de 2020



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

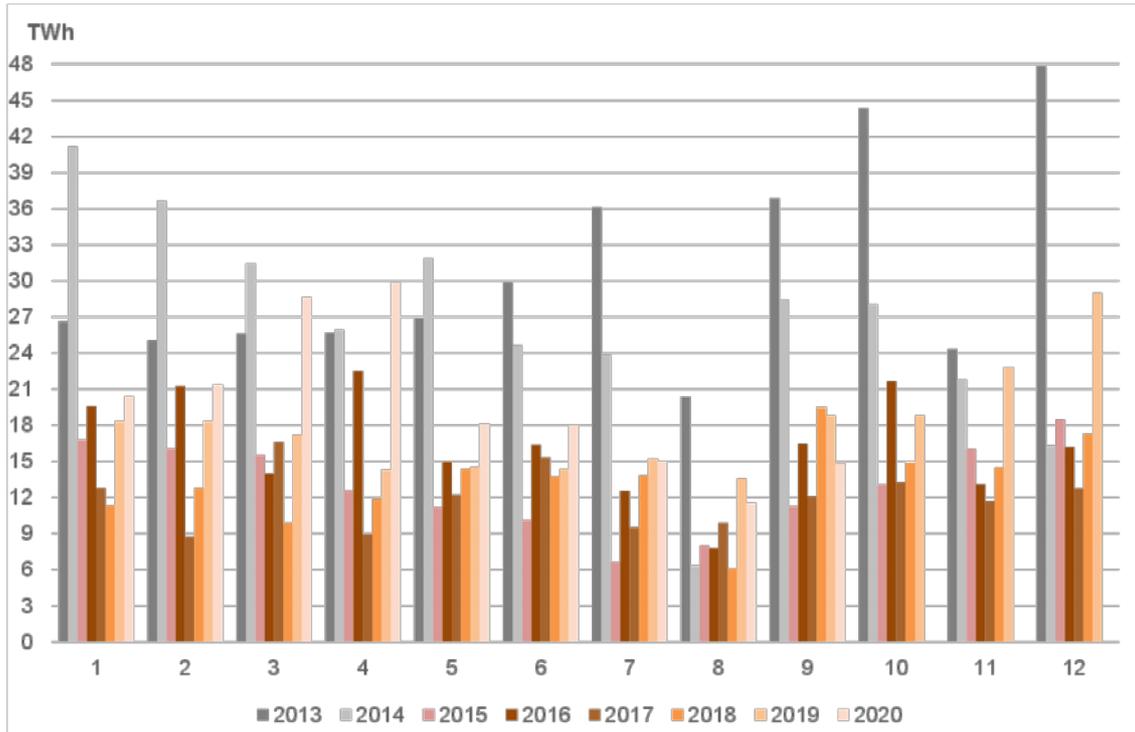
Gráfico 6. Volumen anual negociado (en %) en mercado a plazo

Periodo: enero de 2013 a septiembre de 2020



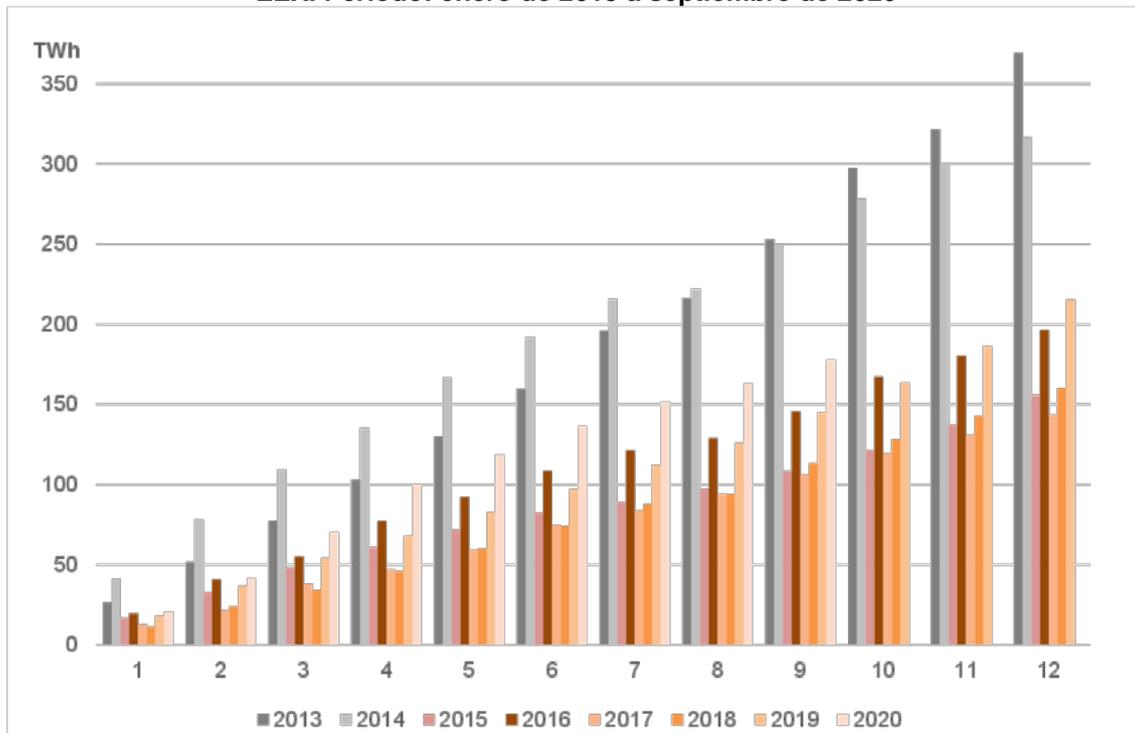
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

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



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

Gráfico 8. Volumen mensual acumulado negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX. Periodo: enero de 2013 a septiembre de 2020



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

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

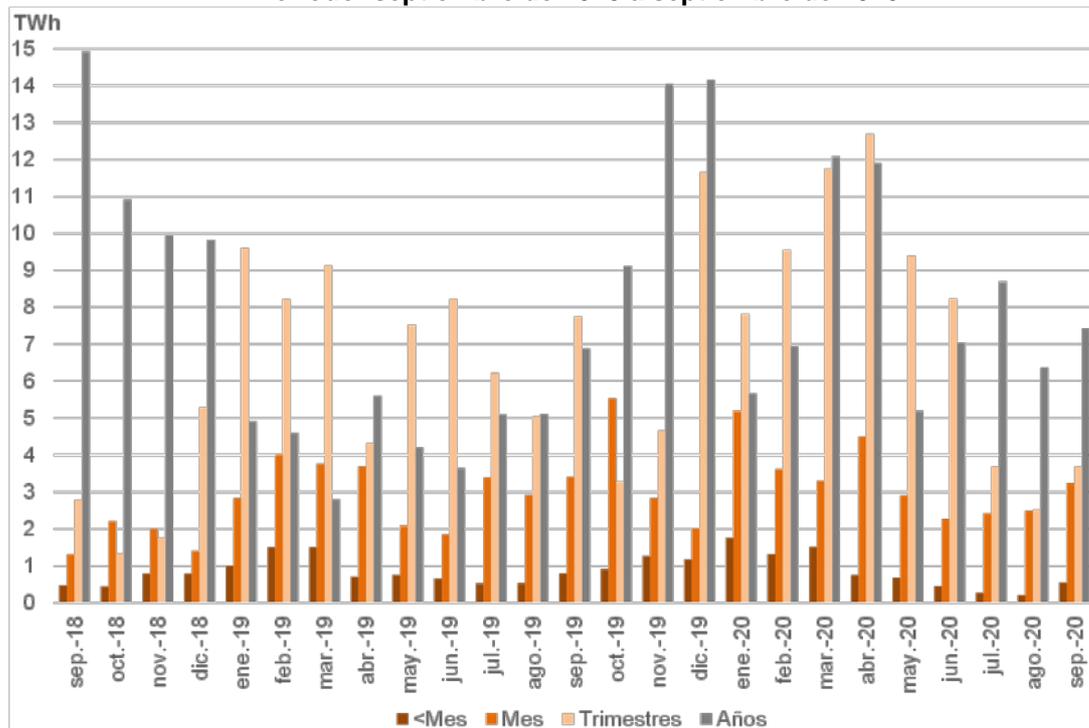
Cuadro 3. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. Mensual y acumulado anual (GWh)

Tipo de contrato	Mes actual septiembre-20	Mes anterior agosto-20	% Variación	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019
Diario	230	89	158,6%	2.494	33,4%	4.830	42,8%
Fin de semana	78	6	1200,0%	563	7,5%	940	8,3%
Balance de semana	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Semana	235	116	102,9%	4.421	59,1%	5.517	48,9%
Balance de mes	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Total Corto Plazo	543	211	157,6%	7.478	4,2%	11.287	5,2%
Mensual	3.228	2.488	29,8%	29.914	17,5%	38.275	18,8%
Trimestral	3.680	2.518	46,2%	69.264	40,6%	85.588	42,0%
Balance de Año	0	0	-	0	0,0%	0	0,0%
Anual	7.420	6.360	16,7%	71.283	41,8%	80.093	39,3%
Total Largo Plazo	14.328	11.366	26,1%	170.461	95,8%	203.956	94,8%
Total	14.872	11.577	28,5%	177.939	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)

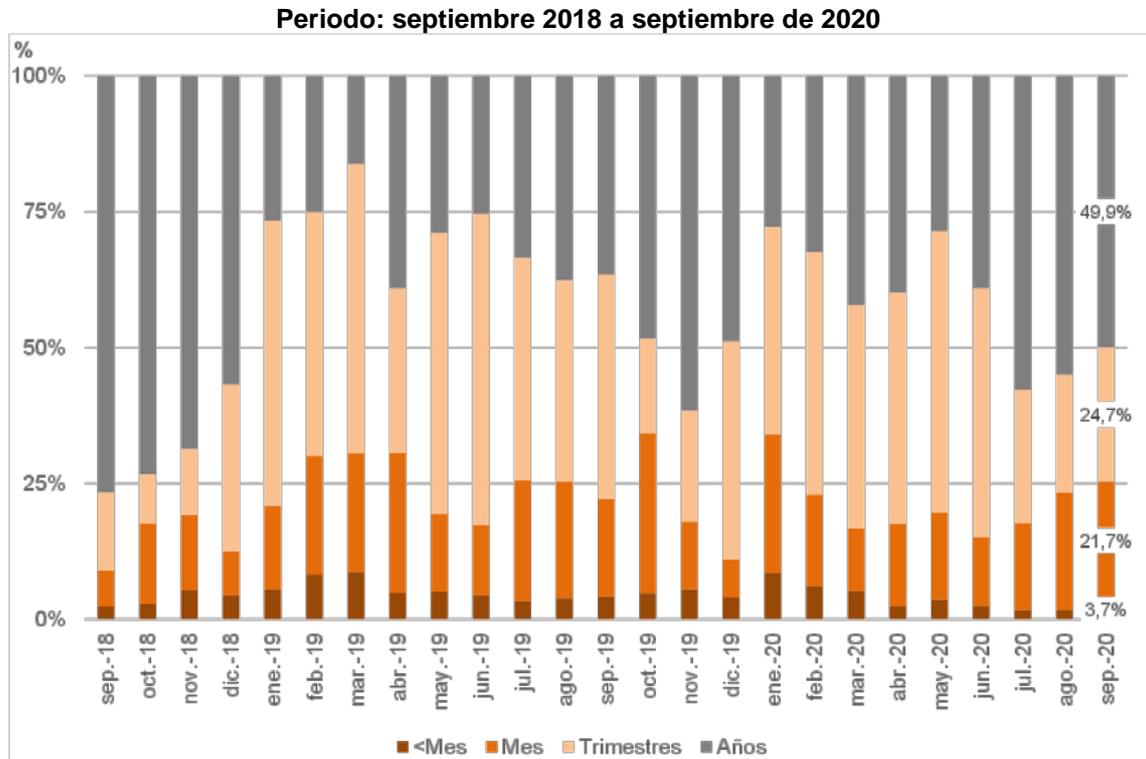
Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



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

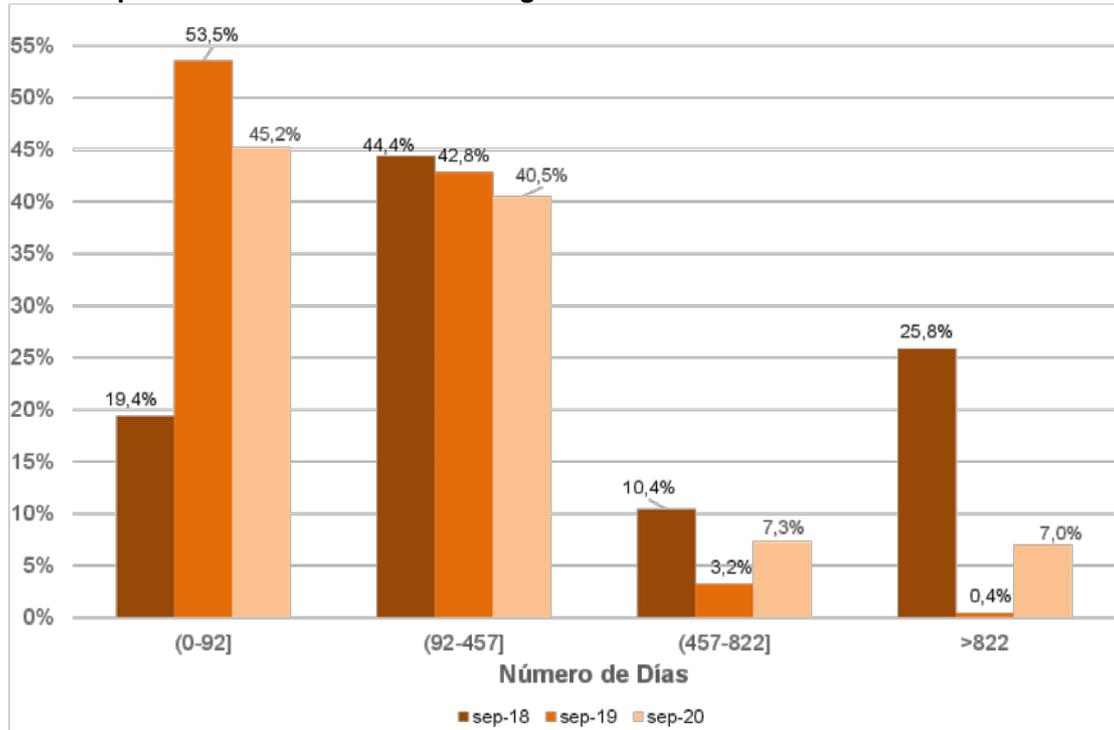
Gráfico 10. Energía mensual negociada en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en %)



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

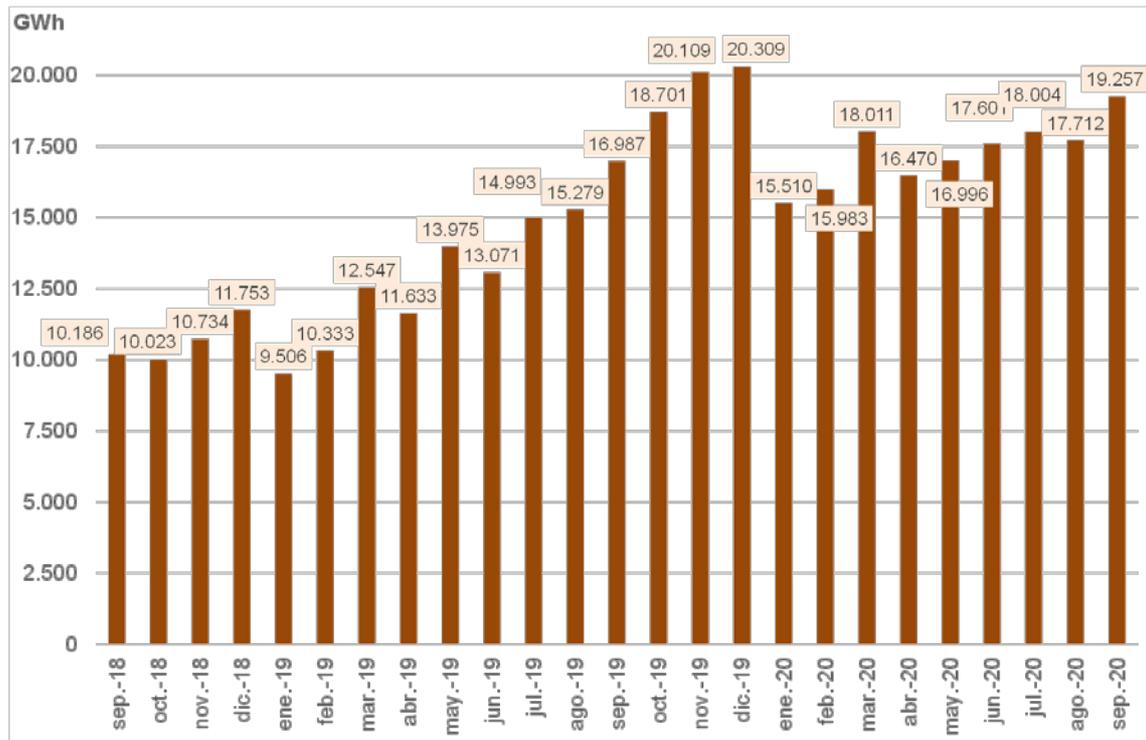
Gráfico 11. Energía negociada en septiembre (en %) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



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

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

Gráfico 12. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (GWh) por mes de liquidación. Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020⁷

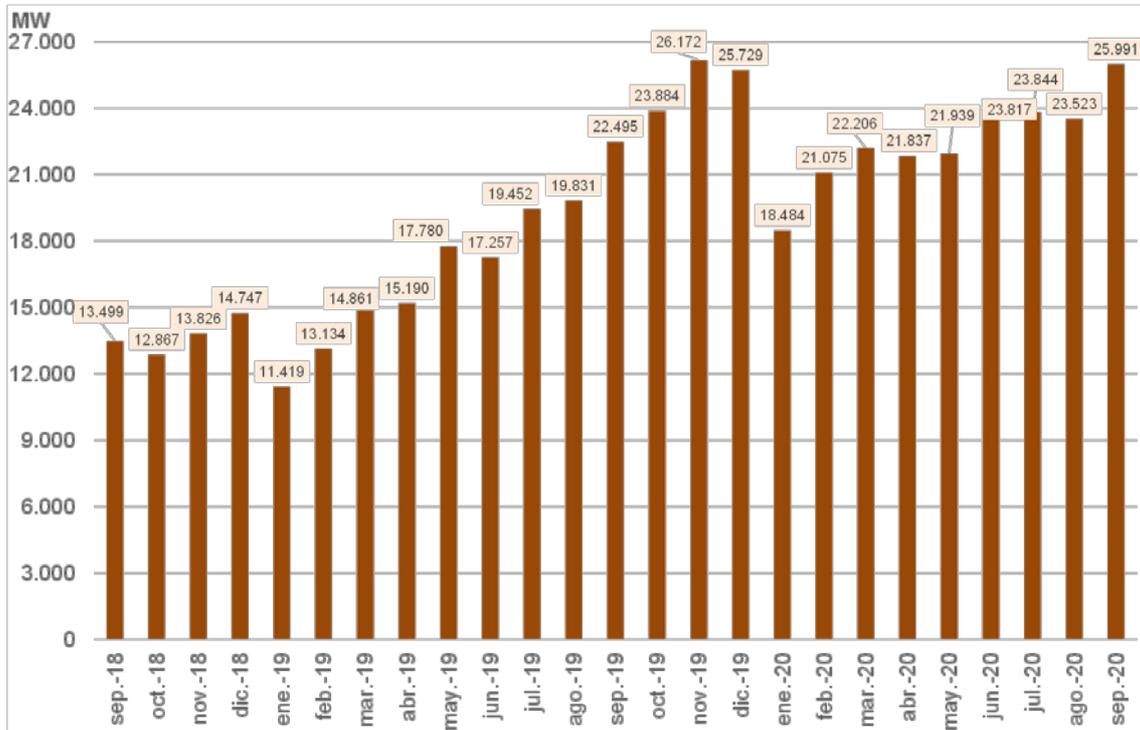


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

⁷ Al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de septiembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en septiembre de 2020: mensual septiembre-20, trimestral Q3-20, 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 septiembre de 2020, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes.

Gráfico 13. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX*, por mes de liquidación

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

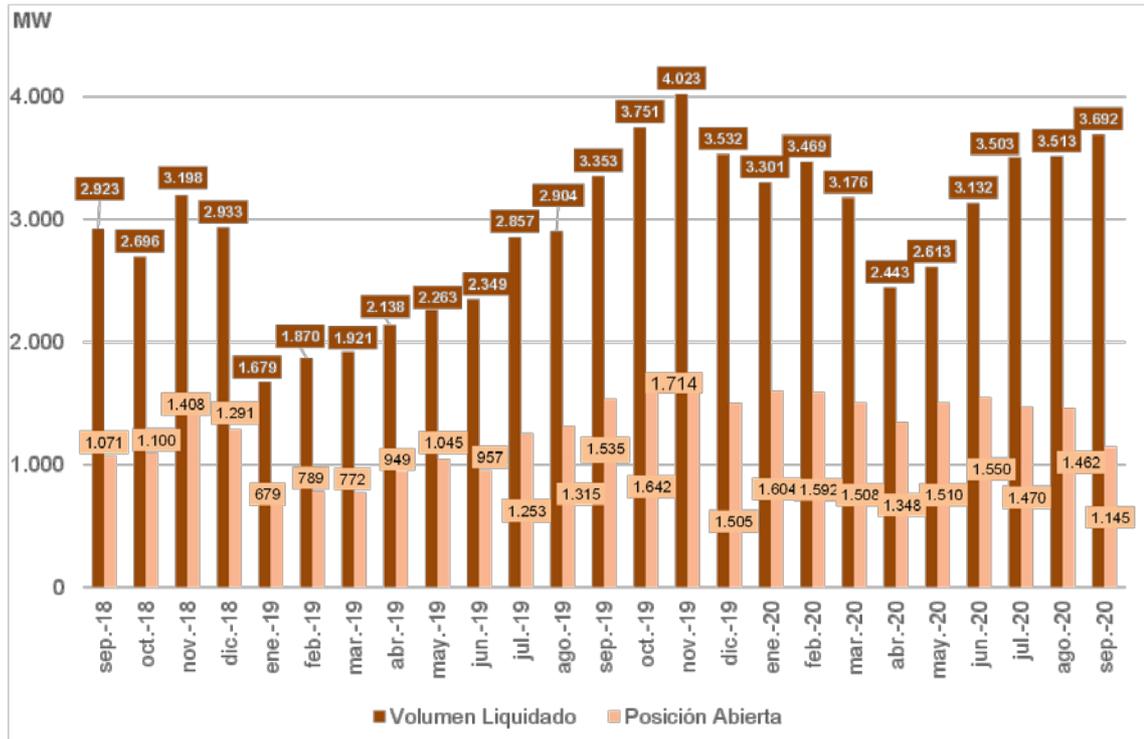
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El número de contratos a plazo con liquidación en todas las horas del mes de septiembre de 2020 (25.991 MW) representó el 96,4% de la demanda horaria media de dicho mes (26.969 MWh).

Posición abierta en OMIClear

Gráfico 14. Número de contratos negociados en OMIP y OTC registrado en OMIClear por mes de liquidación vs. posición abierta⁸*

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

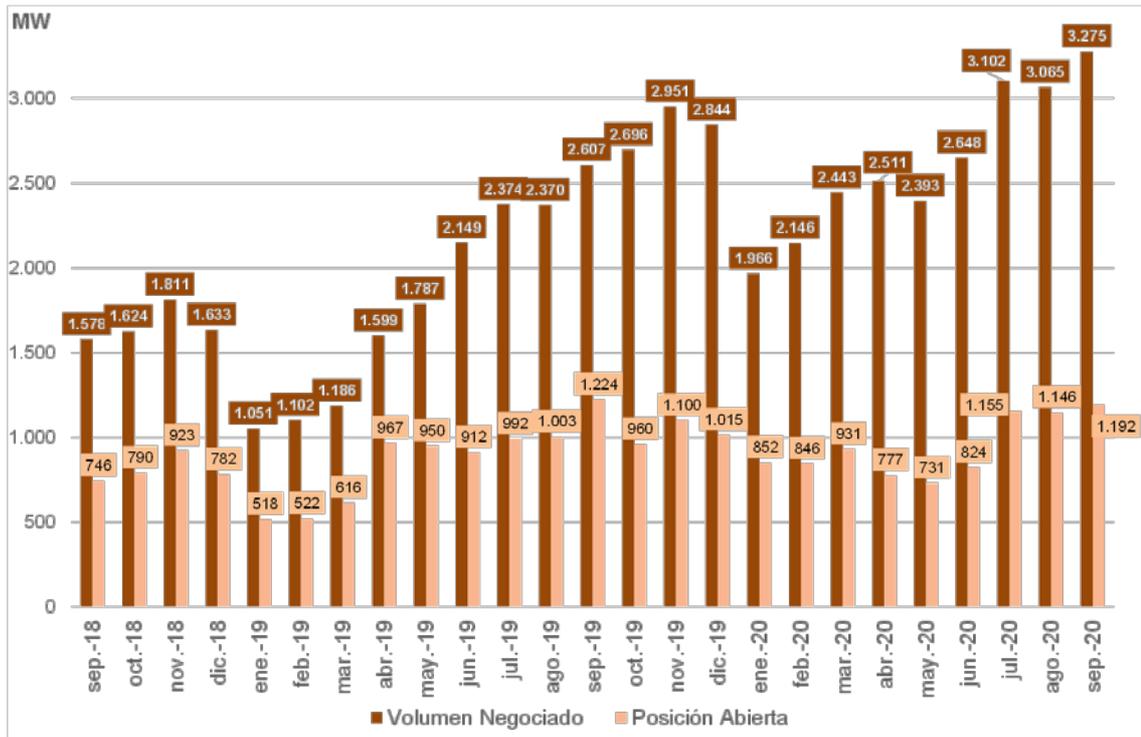
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear

⁸ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en OMIClear, en número de contratos (MW). Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestral y anual 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.

Posición abierta en BME Clearing

Gráfico 15. Número de contratos OTC registrados en BME Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{9*}

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

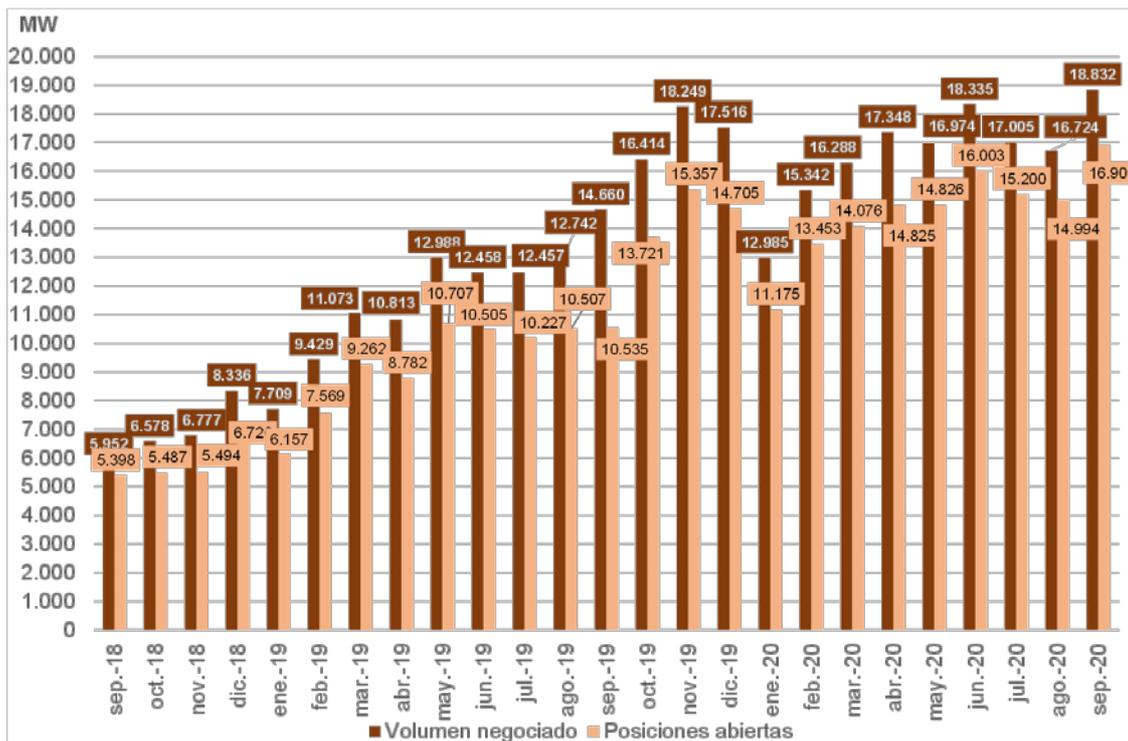
Fuente: elaboración propia a partir de datos de BME Clearing

⁹ Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, en número de contratos (MW). 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 abierta¹⁰ en European Commodity Clearing¹¹

Gráfico 16. Número de contratos OTC registrados en European Commodity Clearing por mes de liquidación vs. posición abierta^{12*}

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

¹⁰ 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 de la posición abierta (número de contratos) en cada una de las CCPs podría sobrestimar la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los contratos con posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

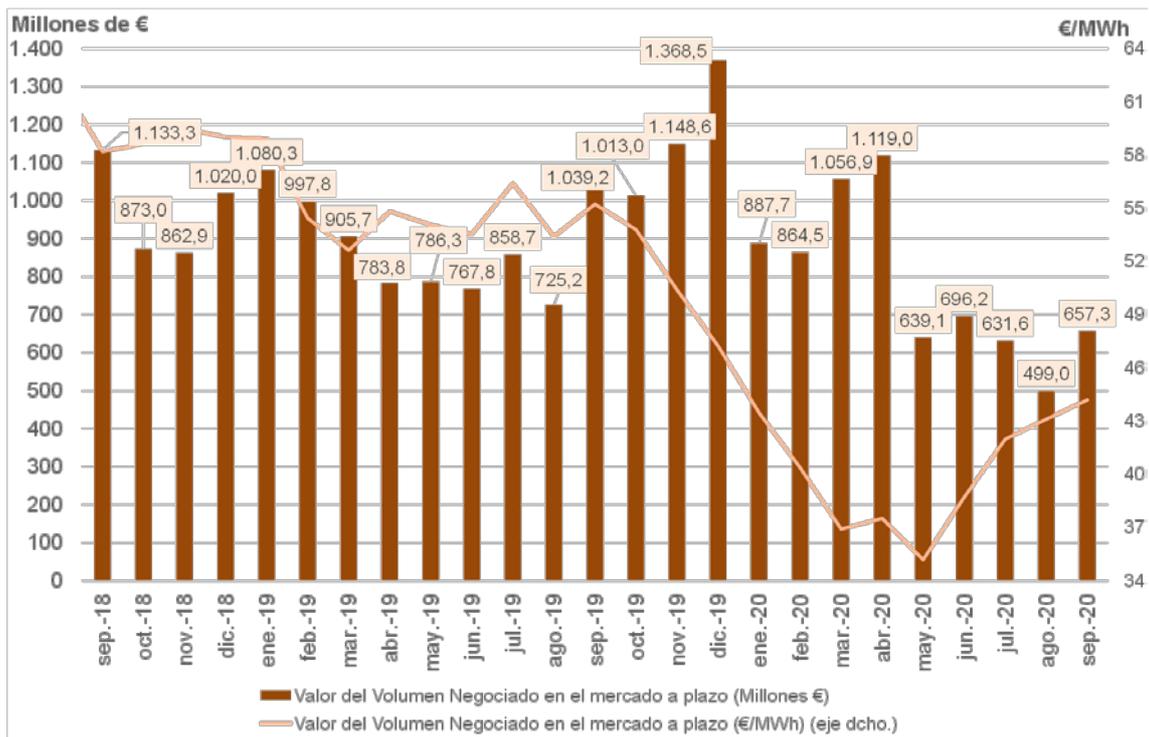
¹¹ Desde principios de 2014, European Commodity Clearing (ECC, mercados de futuros de EEX) ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente precio spot español para que puedan ser compensados por EEX-ECC.

¹² Posición abierta del último día de negociación de los contratos base mensuales (futuro y swap) con liquidación en el mes correspondiente en EEX-ECC, en número de contratos (MW). 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.

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

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

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



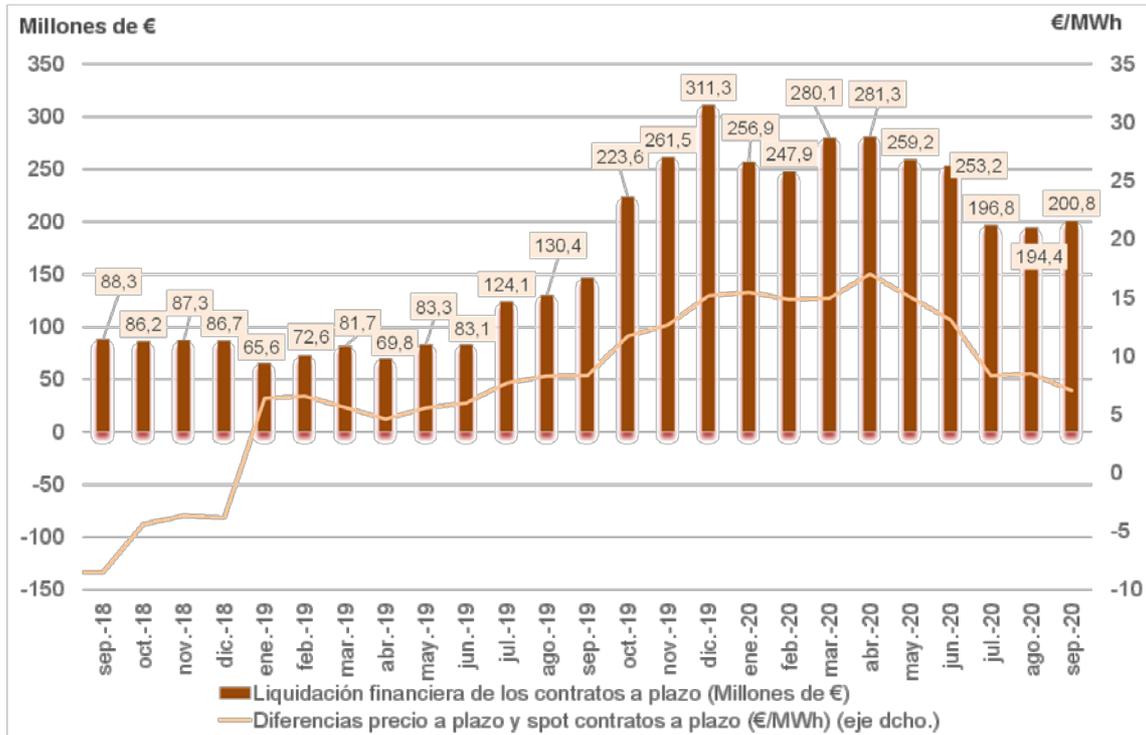
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

Volumen negociado en septiembre de 2020 (OTC, OMIP y EEX) de futuros carga base con subyacente el precio spot de la zona española: 14,9 TWh.

Precio medio ponderado de negociación por el volumen negociado en septiembre de 2020: 44,20 €/MWh.

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 septiembre de 2020.

Periodo: de septiembre de 2018 a septiembre de 2020

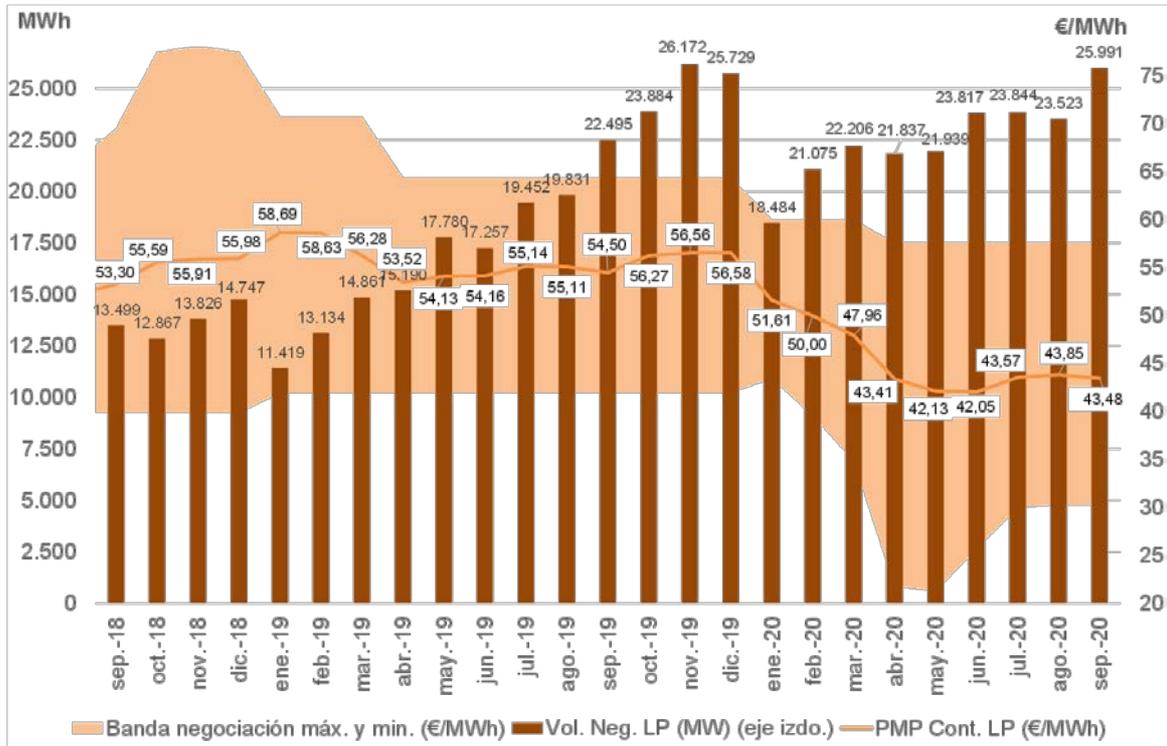


Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en todos los días del mes de septiembre de 2020 (mensual sep-20, trimestral Q3-20, anual YR-20), ponderado por el volumen liquidado en dicho mes, ascendió a 43,48 €/MWh, fue superior en 7,24 €/MWh al precio spot de liquidación de dichos contratos a 30 de septiembre de 2020 (36,24 €/MWh).

El precio medio de los contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) con liquidación en septiembre de 2020, ponderado por el volumen liquidado, se situó en 37,92 €/MWh, superior en 0,62 €/MWh al precio spot de liquidación de estos contratos a último día de mes, 30 de septiembre de 2020 (37,30 €/MWh).

Gráfico 19. Número de contratos negociados en los mercados OTC, OMIP y EEX y precios máximo, mínimo y medio (€/MWh) de los contratos de largo plazo por mes de liquidación*. Período: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



* Número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación.

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

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

5.1. 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

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)		
	septiembre-20	agosto-20	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-20	agosto-20	% Variación sep. vs. ago.	septiembre-20	agosto-20	% Variación sep. vs. ago.
oct.-20	40,50	44,95	-9,9%	37,43	40,45	-7,5%	41,97	47,48	-11,6%
nov.-20	45,30	47,83	-5,3%	41,96	43,69	-4,0%	54,39	63,78	-14,7%
Q4-20	43,50 (*)	46,90	-7,2%	39,76 (*)	41,52	-4,2%	51,49 (*)	56,80	-9,3%
Q1-21	45,50	46,35	-1,8%	42,71	43,85	-2,6%	57,09	58,73	-2,8%
Q2-21	40,90	40,13	1,9%	37,57	37,92	-0,9%	37,30	37,00	0,8%
YR-21	45,35	45,35	0,0%	41,36	41,88	-1,2%	47,18	47,20	0,0%

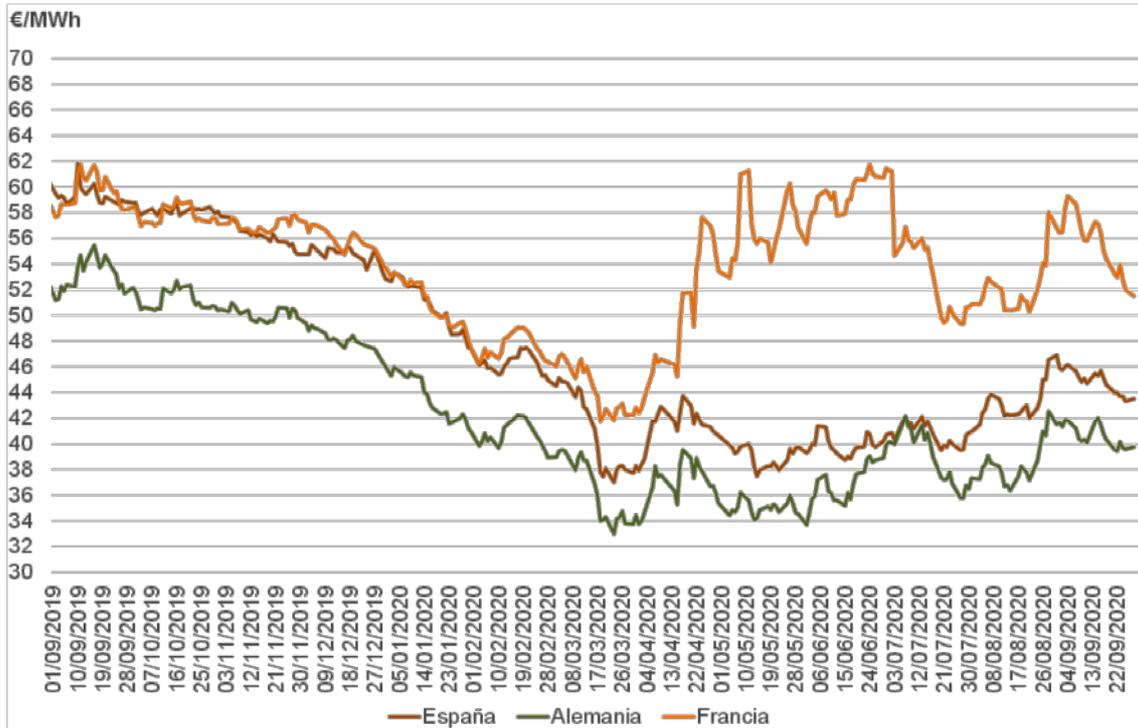
(*) Cotizaciones a 28/09/2020

Nota: últimas cotizaciones de agosto a 31/08/2020 y últimas cotizaciones de septiembre a 30/09/2020.

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.

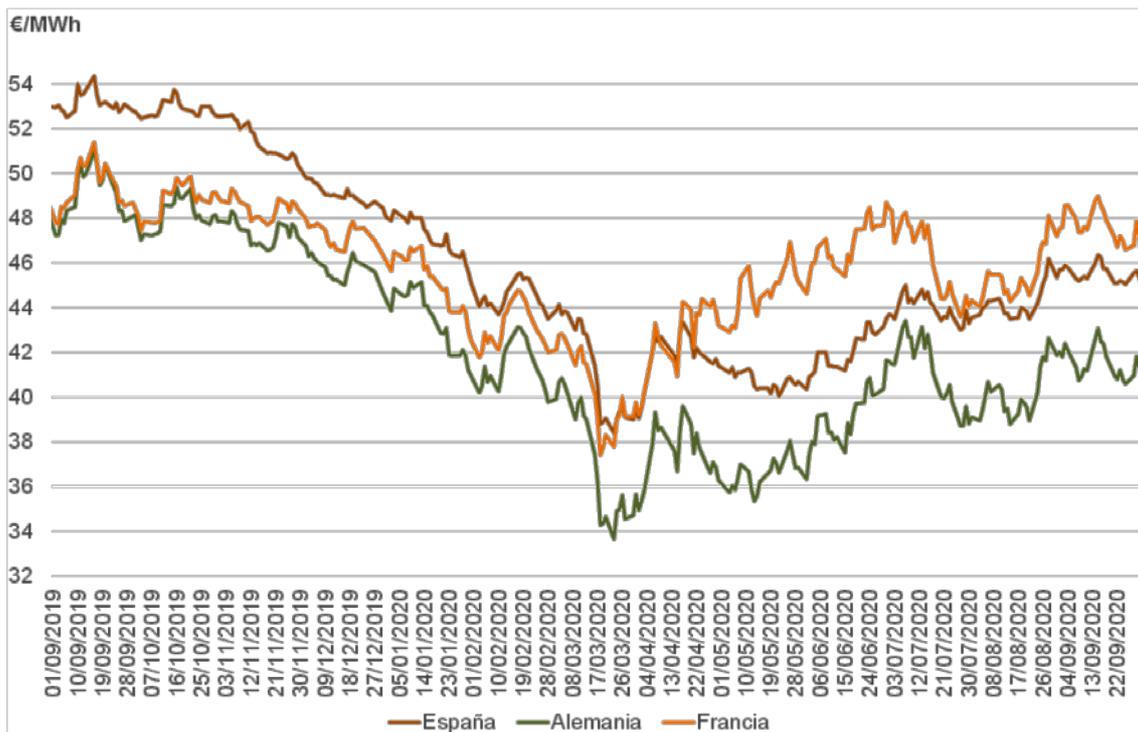
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX y OMIP

Gráfico 20. Evolución de las cotizaciones del contrato trimestral Q4-20 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2019 a 30 de septiembre de 2020



Fuente: EEX y OMIP

Gráfico 21. Evolución de las cotizaciones del contrato anual Cal-21 en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 septiembre de 2019 a 30 de septiembre de 2020



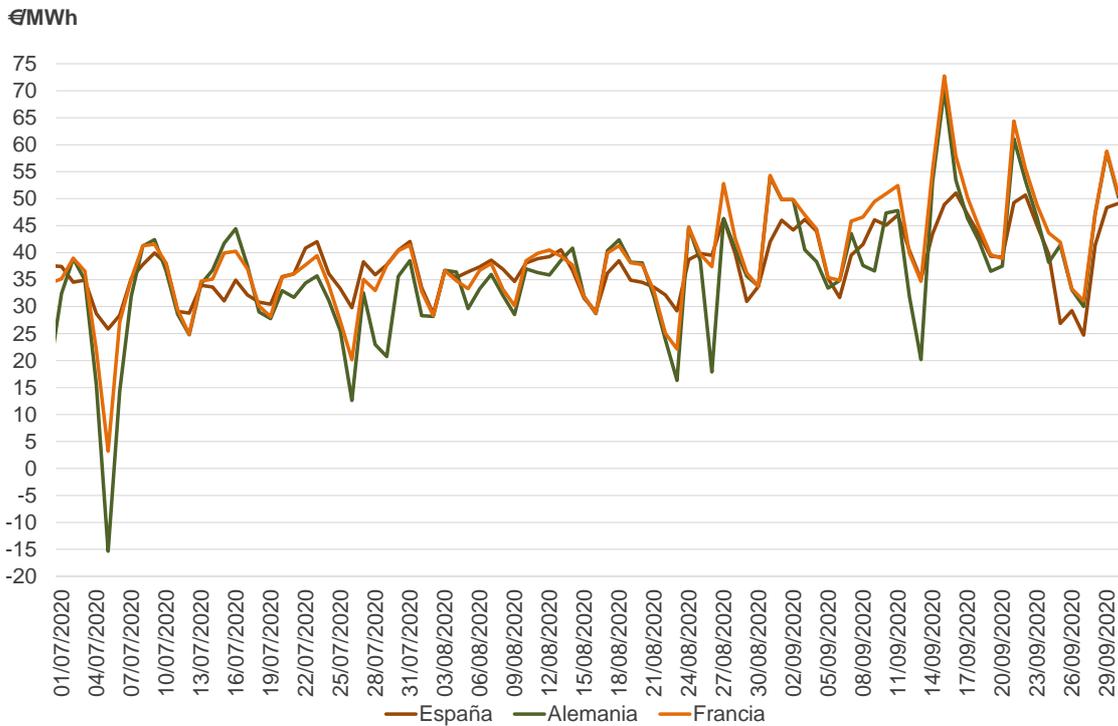
Fuente: EEX y OMIP

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

Precios medios	septiembre-20	agosto-20	% Variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	
España	41,96	36,20	15,9%
Alemania	43,69	34,86	25,3%
Francia	47,20	36,75	28,4%

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

Gráfico 22. Evolución del precio del mercado diario en España, Alemania y Francia. Periodo: 1 de julio de 2020 a 30 de septiembre de 2020



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

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: septiembre de 2018 a septiembre de 2020

Mes de negociación	Alemania	Francia
	Volumen negociado (GWh)	Volumen negociado (GWh)
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
feb-20	244.034	27.954
mar-20	321.232	49.179
abr-20	271.454	57.415
may-20	170.397	50.598
jun-20	241.618	40.311
jul-20	202.351	35.067
ago-20	161.260	23.889
sep-20	219.057	42.899

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

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post¹³ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de septiembre de 2018 a septiembre 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
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	39,61	36,85	2,76	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	0,00	36,94	-36,94	0,00	38,60	-38,60
nov-19	46,80	42,19	4,61	0,00	41,00	-41,00	0,00	45,94	-45,94
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
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45
sep-20	42,62	41,96	0,66	40,39	43,69	-3,30	44,83	47,20	-2,37

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

¹³ Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, en sus respectivos mercados a plazo organizados, y el precio medio (media aritmética) del mercado diario correspondiente, en ese periodo. Para el análisis se toma en consideración la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales. 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.

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

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

	Cotizaciones en Sep.-20: último día de mes, mín. y máx. mensual			Cotizaciones en Ago.2020: último día de mes, mín. y máx. mensual			Variación % último día mes
	30-sep-20	Mín.	Máx.	31-ago-20	Mín.	Máx.	
Crudo Brent \$/Bbl							
Brent Spot	40,67	38,40	44,31	44,88 (**)	43,57	45,99	-9,4%
Brent entrega a un mes	40,95	39,61	45,58	45,28	44,15	45,86	-9,6%
Brent entrega a doce meses	45,25	44,22	48,52	48,13	47,31	48,82	-6,0%
Gas natural Europa							
NBP en €/MWh							
Gas NBP Spot	11,47	9,13	11,77	9,13 (**)	5,32	9,13	25,6%
Gas NBP entrega Q4-20	12,91 (*)	11,52	12,95	12,00 (**)	9,59	12,00	7,6%
Gas NBP entrega Q1-21	13,91	13,51	14,31	14,11 (**)	12,31	14,11	-1,5%
Gas NBP entrega Q2-21	11,72	11,09	11,97	11,88 (**)	9,94	11,88	-1,4%
MIBGAS, PVB-ES Y PEG en €/MWh							
MIBGAS Spot	11,70	9,53	12,81	11,97	6,88	12,50	-2,3%
PVB-ES a un mes	12,35	11,60	12,85	12,25 (**)	9,00	12,25	0,8%
PEG Spot	11,95	9,88	11,95	9,65 (**)	6,25	9,65	23,8%
Carbón ICE ARA API2 \$/t							
Carbón ICE ARA Oct-20	57,20	51,65	57,20	53,25	48,00	53,90	7,4%
Carbón ICE ARA Q4-20	57,90	52,00	58,18	53,77	48,53	54,78	7,7%
Carbón ICE ARA CAL-21	60,35	55,38	60,88	57,71	53,45	59,76	4,6%
CO₂ ICE EUA €/t_{CO2}							
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-20	26,93	27,74	28,37	28,66	25,43	29,52	-6,0%
Dchos. Emisión ICE ECX EUA Dec-21	27,14	28,10	28,76	29,02	25,78	29,88	-6,5%

(*) Cotización a 29/09/2020

(**) Cotización a 28/08/2020

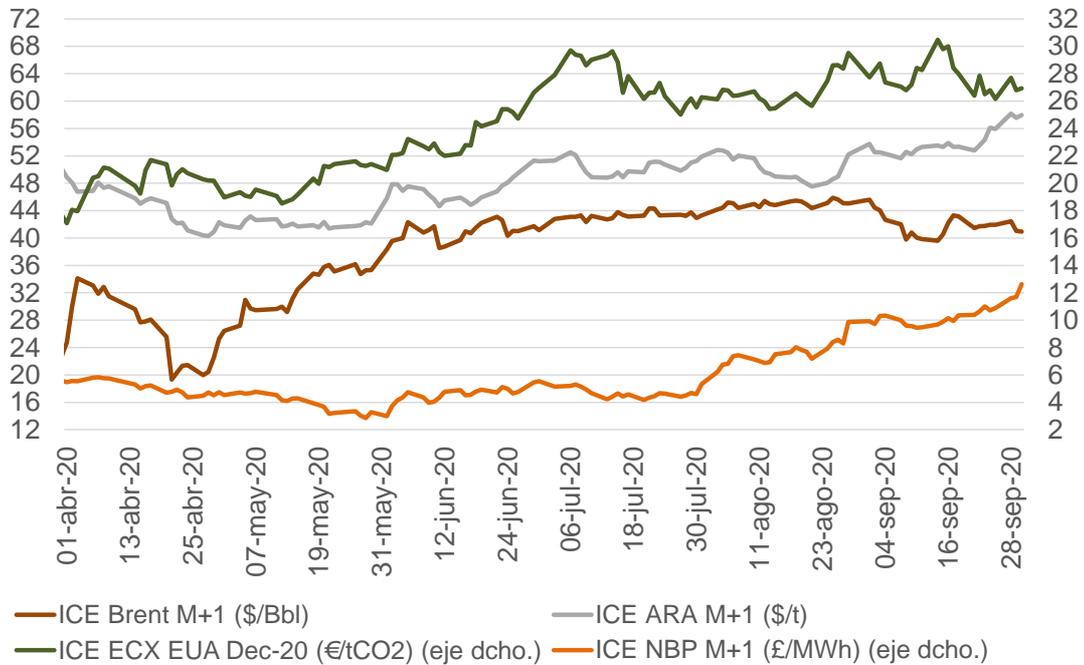
- Tipos de cambio oficiales publicados por el Banco Central Europeo (BCE).
- Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Refinitiv.
- Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Refinitiv, se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh.
- Precio MIBGAS spot en MIBGAS (precio de referencia diario).
- Precio PVB-ES de agencia de intermediación.
- Precio PEG SPOT en EEX y Refinitiv.
- 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 agosto a 31/08/2020 y cotizaciones de septiembre a 30/09/2020.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ICE, Refinitiv, MIBGAS, EEX y agencia de intermediación

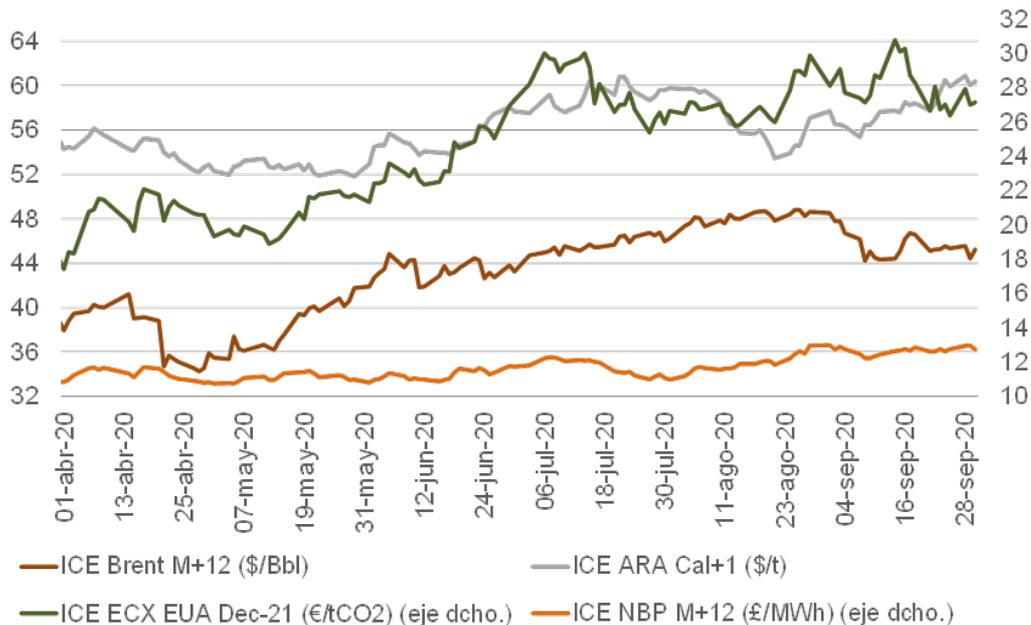
A cierre del mes de septiembre de 2020 (30 de septiembre), el tipo de cambio del dólar con respecto al euro se apreció, situándose en 1,17 \$/€ frente a 1,19 \$/€ a cierre del mes de agosto. Mientras que, se depreció el tipo de cambio de la libra esterlina respecto al euro, al situarse a 30 de septiembre en 0,91 £/€ frente a 0,90 £/€ a cierre del mes de agosto.

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 abril al 30 de septiembre de 2020



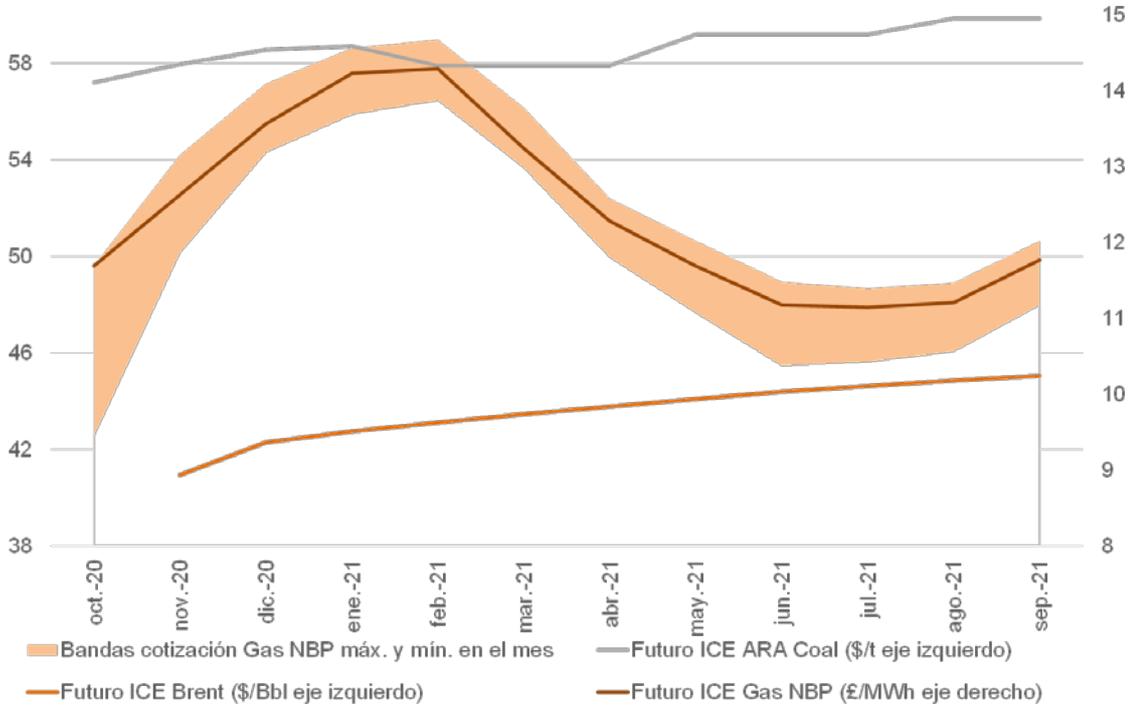
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

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 abril a 30 de septiembre de 2020



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

Gráfico 25. Curva a plazo de los combustibles a 30 de septiembre de 2020 (crudo Brent, gas natural NBP, carbón ICE ARA)



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

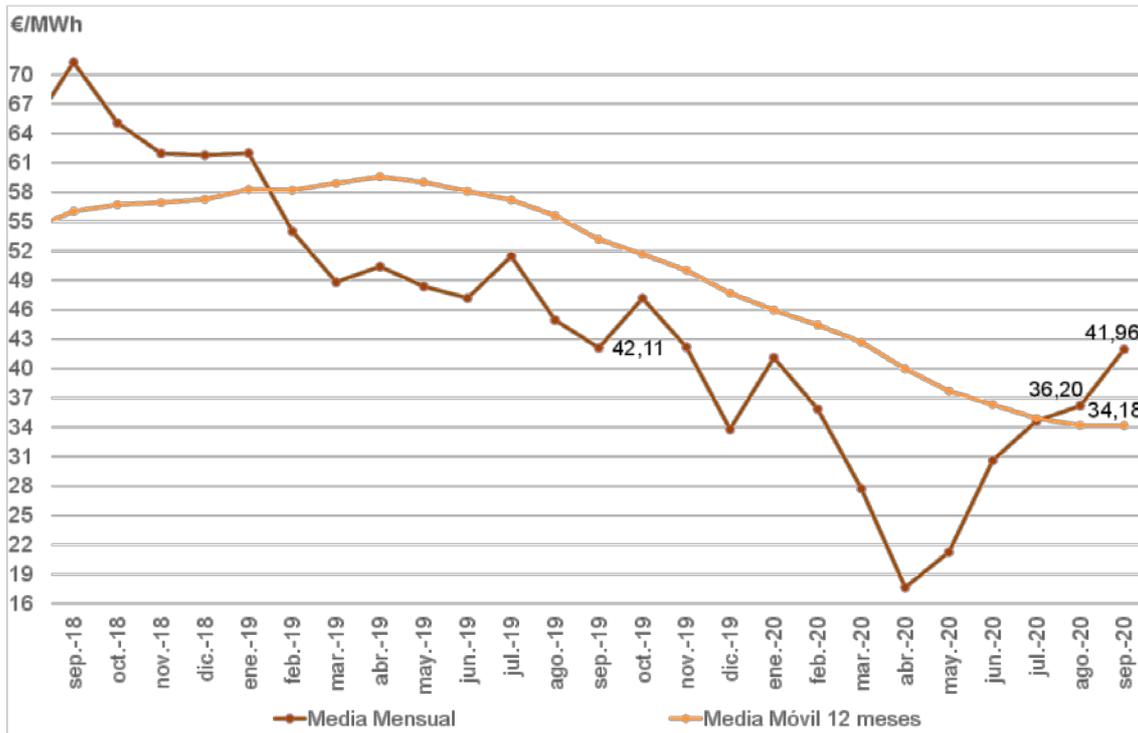
Gráfico 26. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

5.4. Cotizaciones del contrato a plazo de electricidad Q4-20 y Cal-21 e indicador del coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)

Gráfico 27. [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

5.5. Análisis de los precios spot en España

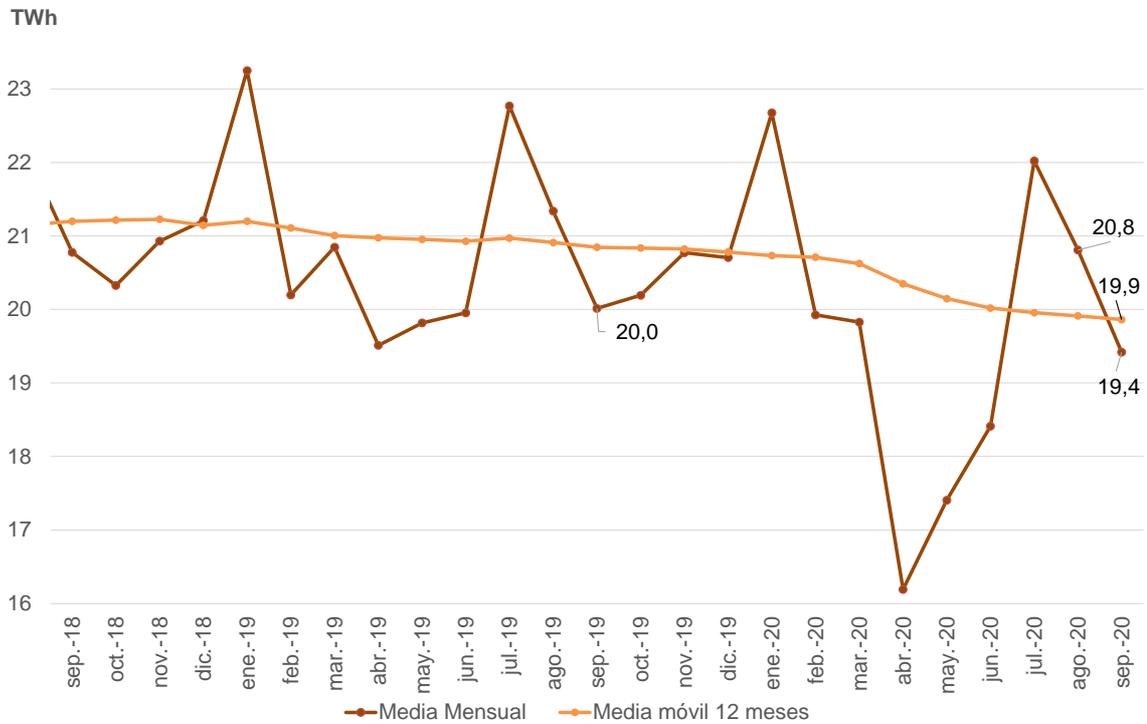
Gráfico 28. Precio medio mensual y media móvil anual del mercado diario.
Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



Fuente: OMIE

Gráfico 29. Demanda mensual y media móvil anual de transporte (TWh)

Periodo: septiembre de 2018 a septiembre de 2020



Fuente: REE

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

	sep-20	ago-20	sep-19	% Var. sep-20 vs. ago-20	% Var. sep-20 vs. sep-19	2019	2019 % Total Demanda transporte	2020	2020 % Total Demanda transporte
Hidráulica	1,88	2,07	1,32	-9,2%	42,6%	25,87	10,4%	24,76	14,0%
Nuclear	4,88	5,15	5,00	-5,2%	-2,3%	55,92	22,4%	41,25	23,3%
Carbón	0,29	0,35	0,46	-14,8%	-35,5%	10,84	4,3%	4,19	2,4%
Ciclo combinado ⁽¹⁾	4,55	5,13	5,53	-11,3%	-17,6%	51,36	20,6%	29,76	16,8%
Eólica	3,81	3,43	3,75	11,3%	1,8%	52,79	21,2%	36,34	20,6%
Solar fotovoltaica	1,44	1,78	0,82	-18,8%	74,9%	8,84	3,5%	12,18	6,9%
Solar térmica	0,47	0,79	0,49	-39,7%	-2,9%	5,41	2,2%	4,29	2,4%
Otras renovables ⁽²⁾	0,40	0,38	0,31	5,2%	29,6%	3,68	1,5%	3,39	1,9%
Cogeneración	2,44	2,22	2,36	10,0%	3,5%	29,55	11,8%	20,21	11,4%
Residuos	0,23	0,24	0,24	-4,1%	-3,7%	2,77	1,1%	1,88	1,1%
Total Generación	20,40	21,54	20,26	-5,3%	0,7%	247,09	99,1%	178,52	101,0%
Consumo en bombeo	-0,22	-0,30	-0,19	-26,3%	18,8%	-3,04	-1,2%	-3,64	-2,1%
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾	-0,12	-0,18	-0,15	-33,5%	-21,7%	-1,69	-0,7%	-1,09	-0,6%
Saldo intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-0,64	-0,24	0,09	163,9%	-785,1%	7,02	2,8%	2,89	1,6%
Total Demanda transporte	19,42	20,81	20,01	-6,7%	-3,0%	249,37	100,0%	176,69	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

