

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME RELATIVO A LA ESTRUCTURA, LIQUIDEZ Y PROFUNDIDAD DE LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD A PLAZO EN ESPAÑA

Expediente nº: INF/DE/016/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 6 de mayo de 2021

Vista la solicitud de informe de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) en relación a la estructura, liquidez y profundidad de los mercados de electricidad a plazo en España, que tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el 18 de febrero de 2020, en ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de Supervisión Regulatoria ha acordado emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

Con fecha 18 de febrero de 2020 entró, a través de sede electrónica, en la CNMC solicitud de informe de la SEE sobre la estructura, liquidez y profundidad de los mercados de electricidad a plazo en España.

En la carta de la SEE se hace referencia a la remisión por parte del Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de la Electricidad (CR MIBEL¹), con fecha 9 de julio de 2019, del estudio sobre “*Comparativa de los precios MIBEL (contado y*

¹ Constituido por la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), por la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único” (en adelante Estudio del CR MIBEL).

Dicho estudio, que se encuadra dentro de la planificación de actividades del CR MIBEL, analiza el mercado mayorista de electricidad (de contado y a plazo) en el periodo 2010-2018, y los principales determinantes de los precios en dicho mercado, comparándolos con los de los mercados alemán y francés, con el objetivo de realizar una propuesta de posibles medidas que contribuyan al mejor funcionamiento y desarrollo del MIBEL. En particular, dicha propuesta está orientada a la implementación de medidas que, teniendo en cuenta las características específicas del mercado mayorista del MIBEL y, en su caso, la autonomía de las entidades gestoras de los mercados, contribuyan a fomentar una mayor transparencia, competencia y liquidez en el mismo, al objeto de incidir positivamente en la formación eficiente de precios (de contado y a plazo), en el ámbito de la integración del MIBEL en el mercado interior de la energía.

La SEE, en su carta, destaca una de las principales conclusiones del estudio, que es la escasa liquidez del mercado a plazo español, y su posible incidencia sobre el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables y sobre la gestión del riesgo de precio por parte de los consumidores electrointensivos, situación motivada, entre otros factores, por el bajo incentivo de los grupos verticalmente integrados a participar y realizar coberturas en los mercados a plazo.

Por ello, en el contexto descrito, la SEE solicita a la CNMC que analice la estructura, liquidez y profundidad de los mercados a plazo en España, *“identificando las principales barreras para la contratación de electricidad a plazo, incluidos aquellos factores que pueden estar dificultando el desarrollo de los PPAs renovables, especialmente con los grandes consumidores industriales, así como una propuesta de actuaciones normativas y de otra índole que permitan abordar dichos aspectos”*.

2. La estructura de los mercados a plazo en España

2.1. Tipología de mercados y distribución

Los mercados a plazo en España se estructuran en mercados organizados y mercado no organizado u *Over-The-Counter* (OTC). La negociación de derivados con subyacente el precio eléctrico español puede realizarse a través de dos mercados organizados, el mercado organizado de derivados del MIBEL,

gestionado por OMIP², y la plataforma de derivados de electricidad del mercado organizado alemán EEX³. La negociación en el mercado OTC se estructura en negociación bilateral entre los propios agentes o a través de las plataformas de negociación de las agencias de intermediación o *brokers*. En 2020, en la negociación de contratos a plazo con subyacente el precio eléctrico español, estuvieron activas un total de 6 agencias de intermediación, si bien, en algún momento, negociaron sobre subyacente el precio eléctrico español un total de 10 agencias de intermediación.

Adicionalmente, operan tres cámaras de contrapartida central (CCPs), en las que se registran para compensación⁴ y liquidación los derivados con subyacente el precio eléctrico español negociados en los mercados organizados (registro automático en las CCPs de dichos mercados) o en el OTC (registro a petición de las contrapartes de los contratos, en cualquiera de las tres CCPs). Dichas CCPs son OMIClear (CCP de OMIP), ECC⁵ (CCP de EEX⁶) y BME Clearing⁷ (CCP del Grupo Bolsas y Mercados Españoles –BME–). En el caso de BME Clearing, el registro de transacciones OTC debe realizarse previamente ante MEFF Exchange (segmento MEFF Power), siendo esta la única modalidad admitida para operaciones sobre productos con subyacente el precio eléctrico español en esta plataforma de negociación (no está prevista la negociación en mercado).

En el Cuadro 1 se refleja, de forma esquemática, la estructura de los mercados a plazo en España.

² Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP). El mercado de derivados del MIBEL comenzó a operar en junio de 2006.

³ European Energy Exchange (EEX). Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de EEX. En particular, la primera transacción en el mercado organizado se realizó el 25 de febrero de 2015.

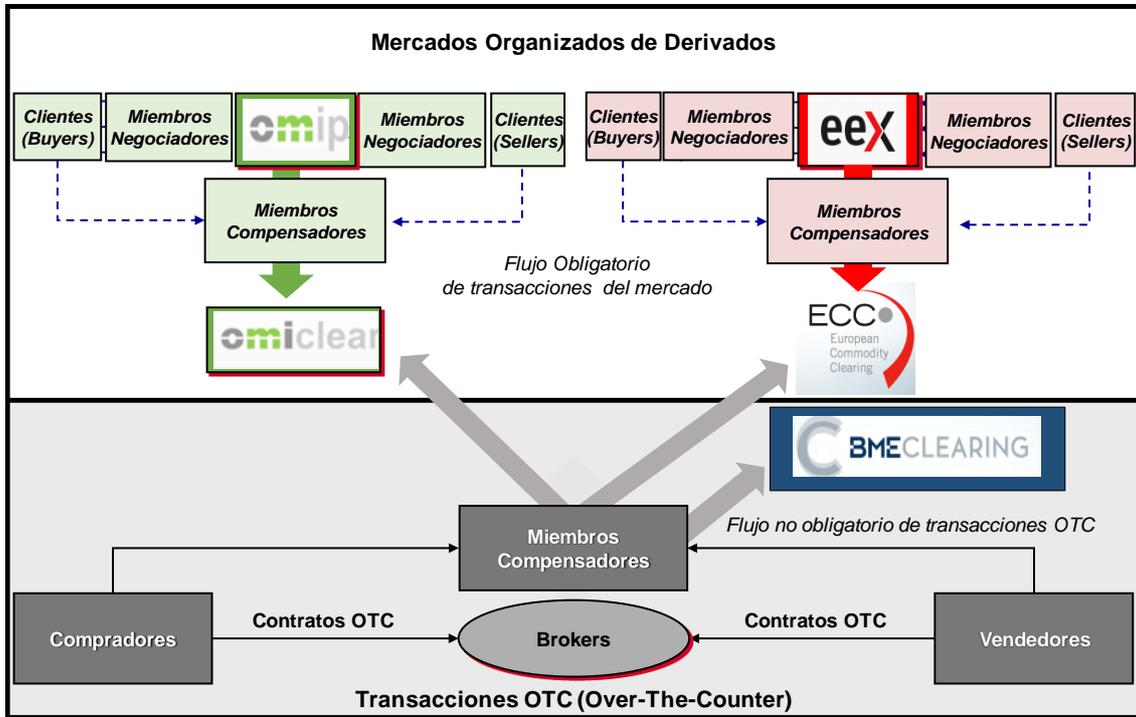
⁴ De acuerdo con lo previsto en Reglamento (UE) N° 648/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (en adelante EMIR), que entró en vigor el 16 de agosto de 2012.

⁵ European Commodities Clearing (ECC).

⁶ 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 el 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 el precio spot francés y el precio spot alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente el precio spot 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.

⁷ El 21 de marzo de 2011 se registró la primera operación en BME Clearing.

Cuadro 1. Estructura de los mercados a plazo en España



Fuente: elaboración propia

En los mercados a plazo, para el subyacente precio eléctrico español, se están negociando, en su práctica totalidad, únicamente contratos con liquidación financiera. Dichos contratos, al tratarse de instrumentos financieros, quedan bajo el ámbito de aplicación de la normativa financiera⁸.

Los tipos de contratos negociados y los periodos de entrega listados para su negociación en los mercados a plazo, en los que se negocia como subyacente el precio eléctrico español, se reflejan en el Cuadro 2.

Cuadro 2. Contratos sobre productos con subyacente precio eléctrico español

Tipo de contrato	Subyacente	Carga ⁹	Periodo de entrega	OMIP/OMIClear	MEFF Exchange/ BME Clearing	EEX/ECC
------------------	------------	--------------------	--------------------	---------------	--------------------------------	---------

⁸ Con carácter general, la Directiva 2014/65/EU del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, de Mercados de Instrumentos Financieros (MiFID II); el Reglamento (UE) 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros (MiFIR); y el Reglamento (UE) N° 648/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles (EMIR).

⁹ La carga base comprende las 24 horas del día, de todos los días de lunes a domingo. La carga punta comprende las 12 horas entre las 8:00 y las 20:00, de lunes a viernes.

				Mercado	Registro OTC	Registro OTC	Mercado	Registro OTC
Futuros	SPEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año	✓	✓	✓ (a)	✓	✓
	SPEL	Punta	Día, Semana, Mes, Trimestre, Año	✓	✓	✓		
	SPEL Solar	-	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año	✓	✓			
Opciones	SPEL	Base	Mes, Trimestre y Año	✓	✓		✓	✓
Forwards	SPEL	Base	Semana, Mes, Trimestre y Año		✓			
Swaps	SPEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año		✓	✓ (b)		

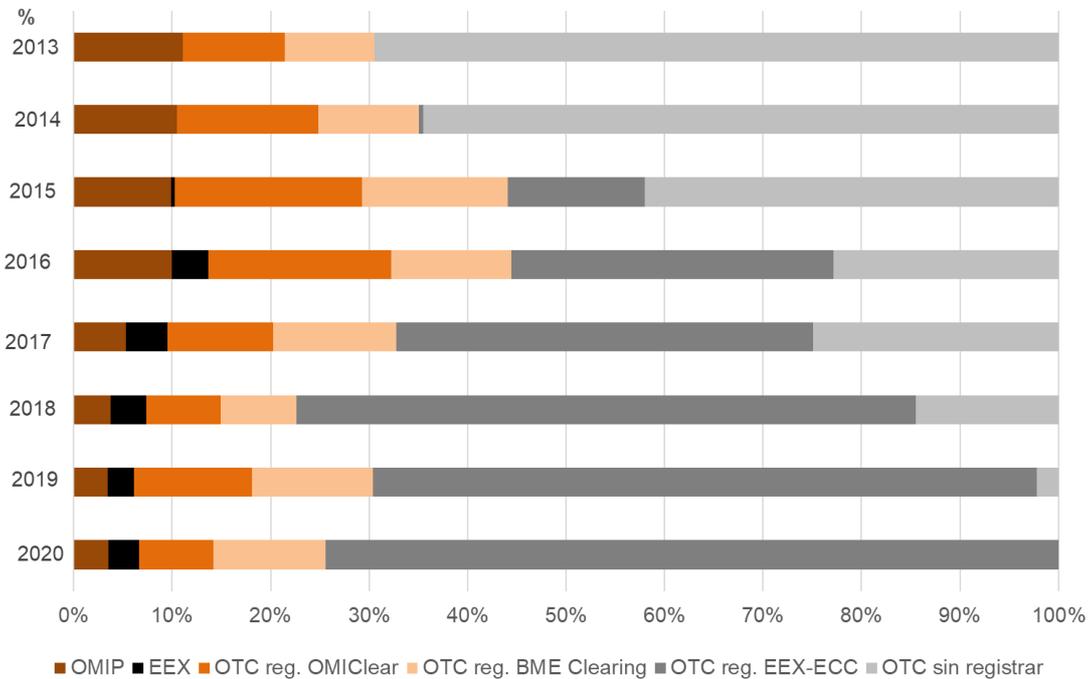
(a) No incluye periodo de entrega diario y fin de semana.

(b) No incluye periodo de entrega fin de semana.

Fuente: actualizado a partir del Estudio del CR MIBEL sobre “Comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único”.

El detalle de la estructura de negociación de los mercados a plazo en España, para el periodo comprendido entre 2013 y 2020, se refleja en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Estructura de los mercados a plazo en España (en % sobre volumen negociado). Periodo: 2013-2020



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

La negociación de instrumentos derivados sobre electricidad con subyacente el precio spot español se caracteriza por estar muy concentrada en el mercado OTC, que acaparó en el año 2020, el 93,1% del volumen total negociado. Por su parte, del volumen total negociado, los mercados organizados representaron en 2020 tan solo el 6,9% del total, correspondiendo a OMIP una cuota del 3,7% y a EEX el 3,2% restante (la cuota de los mercados organizados en 2019 fue similar; 6,1%).

Asimismo, a lo largo del periodo considerado, se constata un progresivo aumento del OTC registrado para su compensación y liquidación en CCPs, que pasó de representar alrededor del 26% en 2013, a suponer prácticamente la totalidad del volumen total negociado en el OTC¹⁰ en 2020.

¹⁰ Si bien las contrapartes no financieras que actúan en el mercado de derivados negociados en el OTC (que son instrumentos financieros) no superan los umbrales de compensación establecidos en el Reglamento (UE) N° 648/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR), que las obligaría a realizar una compensación centralizada de sus contratos, el desarrollo de este Reglamento habría incentivado el aumento del registro en CCPs de los contratos derivados sobre electricidad.

En el Cuadro 3 se reflejan los volúmenes de negociación en los mercados organizados (OMIP y EEX) y no organizado (OTC), así como la evolución de los volúmenes registrados en CCPs, en los años 2019 y 2020.

Cuadro 3. Estadística descriptiva del volumen negociado* (GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX. 2019-2020

Volumen negociado (GWh)	Total 2020	Total 2019	2020 (%)	2019 (%)	2020 vs 2019
OMIP	8.632	7.402	3,7%	3,4%	16,6%
EEX	7.536	5.818	3,2%	2,7%	29,5%
OTC	218.773	202.024	93,1%	93,9%	8,3%
OTC registrado y compensado**:	228.065	197.266	97,1%	91,6%	15,6%
<i>OMIClear</i>	18.447	25.799	7,9%	12,0%	-28,5%
<i>BME Clearing</i>	27.772	26.398	11,8%	12,3%	5,2%
<i>European Commodity Clearing (ECC)</i>	181.845	145.069	77,4%	67,4%	25,4%
Total (OMIP, EEX y OTC)	234.942	215.243	100,0%	100,0%	9,2%

* 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

A lo largo de 2020 se mantuvo la tendencia de crecimiento de la liquidez de los mercados a plazo de electricidad (OTC, OMIP y EEX) iniciada en el año 2018 (véase Gráfico 3), aunque todavía lejos de los volúmenes negociados entre 2010 y 2014. Así, en 2020 el volumen de negociación en dichos mercados se situó en torno a 234,9 TWh, un 9,2% superior al volumen negociado en 2019 (215,2 TWh) (véase Cuadro 3). El aumento del volumen negociado fue, sin embargo, inferior

al del año 2019 (+34,5%), en el que se registró el mayor incremento interanual del volumen negociado desde 2013.

No obstante, si se compara el volumen negociado en los mercados a plazo respecto a la demanda eléctrica peninsular, el volumen negociado en 2020 representó el 99% de la demanda eléctrica peninsular de dicho año (237,3 TWh), superior en 12,7 puntos porcentuales al porcentaje del volumen negociado sobre la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh).

El volumen negociado en los mercados organizados (OMIP y EEX) se situó, en 2020, en 16,2 TWh (+22,3% respecto al volumen negociado en dichos mercados en 2019). Si bien el volumen negociado aumentó en OMIP y en EEX, el incremento del volumen negociado en EEX (+29,5%) fue superior al registrado en el mercado organizado de OMIP (+16,6%).

Asimismo, aumentó el volumen negociado en el mercado OTC (+8,3% respecto al volumen negociado en dicho mercado en 2019), situándose en 218,8 TWh, lo que representó el 93,1% del volumen total negociado en los mercados a plazo (en 2019 dicho volumen representó el 93,9% del volumen total negociado en los mercados a plazo).

2.2. Volumen registrado y posición abierta

En cuanto al registro OTC, en 2020 se mantuvo la tendencia observada en los últimos años de crecimiento del volumen OTC registrado para su compensación y liquidación en las CCPs, de forma que, en 2020, el OTC registrado representó prácticamente la totalidad del volumen negociado en dicho mercado (véase Gráfico 1).

European Commodity Clearing – ECC – (CCP del mercado de derivados de EEX¹¹) acapara la mayor cuota del registro OTC (79,7% en 2020), seguida de BME Clearing, con una cuota del 12,2% en dicho año, y de OMIClear, con una cuota del 8,1%. Los volúmenes OTC registrados en ECC y en BME Clearing aumentaron en 2020 respecto a 2019, mientras que el registrado en OMIClear disminuyó. Cabe señalar que la liquidez tiende a concentrarse en torno a

¹¹ 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.

mercados de mayor tamaño y diversificados en productos, como el de EEX, por la optimización de costes (de operación y garantías) que supone la unificación de la operativa en una única plataforma.

En cuanto al volumen registrado y la posición abierta¹², BME Clearing, ECC y OMIClear proporcionan información sobre las transacciones registradas para su compensación y liquidación en dichas CCPs, en concreto sobre el volumen diario registrado y la posición abierta (en MW)¹³ por tipo de contrato y horizonte de entrega.

El volumen registrado (en MW) en BME Clearing, ECC y OMIClear de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anual con liquidación en 2020 ascendió a 23.892 MW/mes (34,1% superior al volumen registrado con liquidación en 2019, 17.822 MW/mes), lo que representa prácticamente el 100% del volumen negociado de dichos contratos (94,1% en 2019).

La posición abierta en las tres CCPs de contratos de carga base mensuales, trimestrales y anual con liquidación en 2020 ascendió a 18.354 MW (76,8% del volumen registrado de dichos contratos), en 2019 la posición abierta ascendió al 71,5% del volumen registrado en CCPs de dichos contratos con liquidación en 2019.

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.

Un volumen de posición abierta positiva e inferior al volumen negociado, al inicio del periodo de liquidación del contrato, sería indicativo de que los agentes participantes en los mercados a plazo compran más de lo que venden (o

¹² La posición abierta del volumen negociado en el mercado OTC que no se registra en cámaras de contrapartida central (CCPs) no es conocida. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en las CCPs.

¹³ Posición abierta del último día de negociación del contrato mensual con liquidación en el mes correspondiente en BME Clearing, ECC y OMIClear. 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.

viceversa) a lo largo de la negociación del contrato y que en la negociación del contrato estarían participando agentes heterogéneos, esto es, tanto agentes especuladores (que cerrarían posiciones a lo largo de la negociación del contrato) como agentes coberturistas (que dejarían su posición abierta hasta la liquidación del contrato).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en la CCP de EEX (ECC)¹⁴ de contratos, mensuales, trimestrales y anuales, con liquidación en 2020 y subyacente el precio español (89,6%) fue superior al porcentaje de posición abierta en dicha CCP (ECC) sobre contratos equivalentes en los mercados alemán (75,7%) y francés (83,8%), tal y como se señala en el Estudio del CR MIBEL.

La mayor posición abierta registrada en la CCP de EEX de contratos con subyacente el precio español podría ser indicativa de un mercado a plazo de carácter más coberturista y, por tanto, con elevada participación de agentes con posiciones físicas (menor heterogeneidad de agentes), o que el registro de los contratos con subyacente el precio español está fragmentada entre las tres CCPs en las que se puede registrar dicho subyacente¹⁵. Por su parte, el menor porcentaje de posición abierta registrado en esa misma CCP respecto a contratos con subyacente los precios spot alemán y francés, podría ser indicativo de un mercado a plazo de naturaleza más especulativa que coberturista, así como un posible indicador de participación heterogénea de agentes en el mercado, ya que estarían interviniendo en el mismo no solo agentes con posiciones físicas sino también agentes de carácter financiero.

2.3. Volumen negociado por tipo de contrato

En cuanto a la negociación de subyacente el precio español por tipo de contrato, se observa una concentración de la misma en torno a los contratos con vencimiento igual o superior a un mes (mensuales, trimestrales y anuales). Así en 2020, los contratos con vencimiento superior o igual a un mes (224.169 GWh) acapararon el 95,4% del volumen total negociado en ese año

¹⁴ Como se ha mencionado anteriormente, la CCP de EEX (ECC) acapara el mayor volumen de contratos OTC registrados sobre subyacente el precio español de la electricidad, representando en 2019 el 73,5% del volumen OTC total registrado.

¹⁵ Los participantes en el mercado a plazo pueden registrar también sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española en OMIP-OMIClear o en BME Clearing. Por tanto, nótese que en la comparativa de los tres mercados se utiliza el porcentaje de posición abierta sobre el volumen total registrado en ECC, que probablemente sobreestima el porcentaje de posición abierta sobre el volumen total negociado de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española.

(234.942 GWh), frente al 4,6% que representó la negociación de contratos con liquidación inferior al mes (10.773 GWh), tal y como se observa el Cuadro 4.

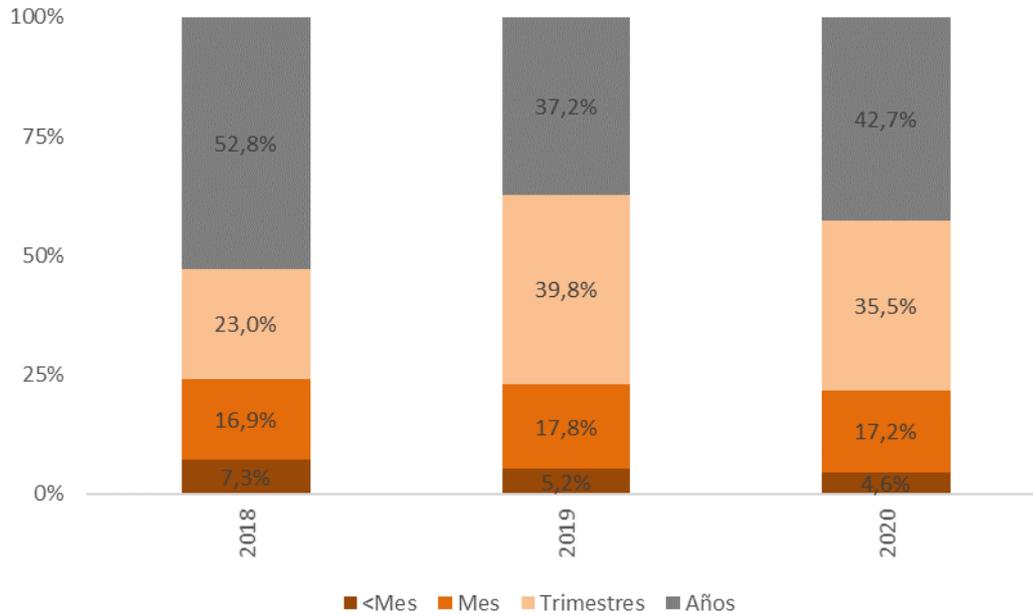
Cuadro 4. Volumen negociado (GWh) en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato. 2018-2020

Tipo de contrato	Total 2020	% Total 2020	Total 2019	% Total 2019	Total 2018	% Total 2018	2020 vs 2019
Diario	3.464	32,2%	4.830	42,8%	5.717	48,6%	-28,3%
Fin de semana	768	7,1%	940	8,3%	1.264	10,8%	-18,2%
Balance de semana	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	-
Semana	6.541	60,7%	5.517	48,9%	4.766	40,6%	18,5%
Balance de mes	0	0,0%	0	0,0%	4	0,0%	-
Total Corto Plazo	10.773	4,6%	11.287	5,2%	11.751	7,3%	-4,6%
Mensual	40.310	18,0%	38.275	18,8%	26.983	18,2%	5,3%
Trimestral	83.520	37,3%	85.588	42,0%	36.764	24,8%	-2,4%
Balance de Año	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	-
Anual	100.339	44,8%	80.093	39,3%	84.584	57,0%	25,3%
Total Largo Plazo	224.169	95,4%	203.956	94,8%	148.331	92,7%	9,9%
Total	234.942	100%	215.243	100%	160.082	100%	9,2%

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

Dentro de los contratos con vencimiento igual o superior a un mes, la negociación se concentró en los contratos anuales, con un volumen de 100.339 GWh (un 25,3% superior a la negociación de contratos anuales de 2019).

Gráfico 2. Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por tipo de contrato (en % sobre volumen negociado). Periodo: 2018-2020



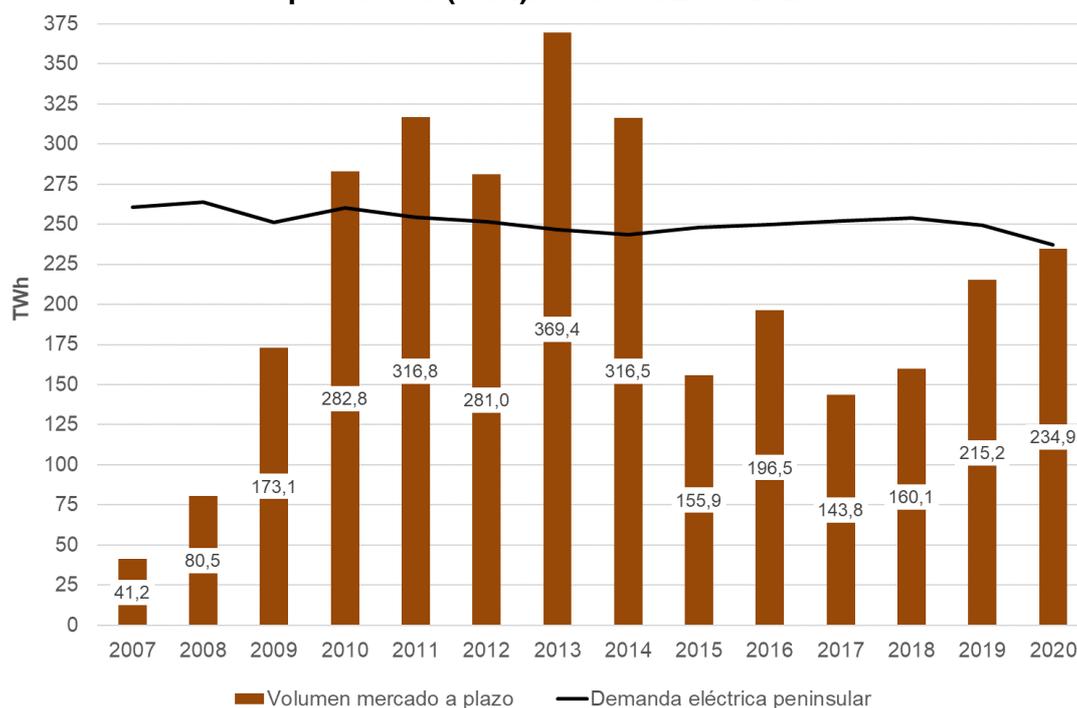
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Así, en 2020, los contratos a plazo más negociados fueron los anuales, seguidos de los trimestrales y mensuales con el 42,7%, 35,5% y 17,2% del total negociado, respectivamente (véase Gráfico 2). 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.

3. La liquidez de los mercados a plazo en España

En el Gráfico 3 se refleja la evolución del volumen anual negociado de contratos a plazo con subyacente el precio español, en los mercados organizados y en el OTC, a lo largo del periodo 2007 a 2020.

Gráfico 3. Volumen anual negociado en mercado a plazo y demanda eléctrica peninsular (TWh). Periodo: 2007-2020



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

Entre 2007 y 2013 la liquidez de los mercados a plazo, en los que se negocia como subyacente el precio eléctrico español, fue aumentando progresivamente, pasando de un volumen negociado de 41,2 TWh en 2007 a 369,4 TWh en 2013 (que representó el 150% de la demanda de electricidad en ese año; véase Gráfico 3). En ese periodo, cabe destacar que estuvieron en vigor los mecanismos regulados de subastas (EPEs¹⁶, CESUR¹⁷ y subastas obligatorias

¹⁶ Subastas de emisiones primarias de energía o subastas EPE que se celebraron entre junio de 2007 y hasta marzo de 2009, cuyo objetivo era la asignación de una determinada capacidad de producción (potencia) de los que en aquel momento eran los operadores dominantes del mercado eléctrico, con la finalidad de aumentar la competencia en dicho mercado y, adicionalmente, la liquidez del mercado a plazo.

¹⁷ Mecanismo regulado de contratación de energía para el suministro de último recurso, cuyo precio se tomaba como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso en España. Las

de los distribuidores en OMIP¹⁸), que se habían articulado normativamente para, entre otros objetivos, fomentar la liquidez en dichos mercados.

A partir de 2013, y hasta 2018, se registró una tendencia de progresivo descenso en los volúmenes negociados sobre contratos a plazo con subyacente el precio eléctrico español (véase Gráfico 3). Entre 2014 y 2015, la caída de los volúmenes negociados se justificaría por aspectos propios del mercado a plazo español, ya que dicha caída de liquidez no se observó en otros mercados europeos (véase Gráfico 5). Entre los factores que habrían motivado dicho descenso cabría señalar la desaparición de las subastas reguladas, en particular de las CESUR, el cambio hacia un perfil de agentes negociadores de carácter más coberturista y, por tanto, más moderados en cuanto al volumen de contratos negociados, o la salida de la negociación del mercado español de agentes financieros¹⁹, tendencia que intensificó la propia caída de los volúmenes negociados con subyacente el precio español y/o el riesgo regulatorio derivado de la desaparición de las subastas CESUR.

En 2017, tras una cierta recuperación de la liquidez en 2016, los volúmenes negociados en el mercado a plazo volvieron a descender, pero, esta vez, en un contexto también descendente de la liquidez en los mercados a plazo europeos. En esta nueva caída de la liquidez en los mercados a plazo, habría incidido la incertidumbre respecto a las obligaciones que podrían derivarse para los agentes no financieros que negocien derivados sobre *commodities*, como consecuencia de la revisión de la normativa financiera, lo que hizo que los agentes adoptaran estrategias de negociación, en los mercados a plazo, más moderadas en volúmenes, así como los cambios experimentados en la estructura de las mesas de *trading*, en las que se fueron sustituyendo los *traders* especializados por producto y mercado, por otros orientados a un modelo de negocio multimercado y multiproducto.

En 2018 se inicia una tendencia de progresivo aumento de la liquidez de los mercados a plazo de electricidad (OTC, OMIP y EEX), aunque todavía lejos de los volúmenes negociados entre 2010 y 2014. Así, en 2018, el volumen negociado se situó en 160,1 TWh, con un crecimiento del 11,3% sobre el volumen total negociado en 2017. En 2018 se inició la negociación en los

subastas CESUR se celebraron entre junio de 2007 y hasta septiembre de 2013. Los resultados de la 25ª subasta CESUR, celebrada en diciembre de 2013, no fueron validados por la CNMC.

¹⁸ Entre julio de 2006 y junio de 2009, los distribuidores españoles y el Comercializador de Último Recurso (CUR) portugués participaron como compradores, de manera obligatoria, en las subastas de OMIP. El CUR portugués siguió realizando adquisiciones obligatorias hasta julio de 2010.

¹⁹ Bancos de inversión y fondos.

mercados organizados de contratos anuales con vencimiento más lejano, impulsada por la creciente demanda para cubrir el riesgo de precio durante horizontes temporales de más largo plazo, en un contexto de desarrollo incipiente de contratos PPAs (*Power Purchase Agreements*) asociados a los nuevos proyectos renovables. Asimismo, en 2018, la negociación de contratos de más largo plazo se habría visto impulsada por el aumento de la demanda para la cobertura del riesgo de precio, en un contexto alcista y de mayor volatilidad de los precios del mercado spot.

En 2019, el volumen negociado ascendió hasta 215,2 TWh (+34,5%) y en 2020, hasta 234,9 TWh (+9,2%). En 2020, el incremento de la volatilidad en las cotizaciones de todos los contratos a plazo negociados²⁰, respecto a la de años anteriores, y que afectó a todos los mercados europeos, incidió en que los volúmenes negociados se concentrasen en torno a los mercados (subyacentes) y vencimientos más líquidos, en los que es más fácil que los *traders* puedan abrir o deshacer las posiciones tomadas y que implican una menor exposición al riesgo de su cartera (menor consumo de VaR²¹). Adicionalmente, dado que el VaR se ajusta en función de la volatilidad, a mayor volatilidad menor VaR asignado a la cartera, lo que implica que, a la hora de negociar, o bien se negocia menos o bien la negociación se realiza por volúmenes medios inferiores, lo que termina trasladándose a la liquidez de la negociación, impactando en mayor medida en mercados menos líquidos como es el caso del mercado español. Esto habría afectado, por tanto, al menor aumento interanual de liquidez, registrado en 2020, en relación al observado en 2019, un año de menor volatilidad y, por tanto, de menor incertidumbre en la negociación.

En 2020, si bien aumentó el volumen negociado de contratos con vencimiento más lejano, la negociación de contratos anuales de más largo plazo fue inferior a la registrada en el año 2018 (véase el Cuadro 5), concentrándose el incremento de la liquidez de contratos anuales en los de vencimiento hasta tres años vista.

²⁰ En un contexto, asimismo, de mayor volatilidad del precio del mercado spot.

²¹ Value at Risk (VaR): método utilizado para medir el nivel de exposición al riesgo de una cartera (máxima pérdida esperada en un intervalo de tiempo, con un determinado nivel de confianza).

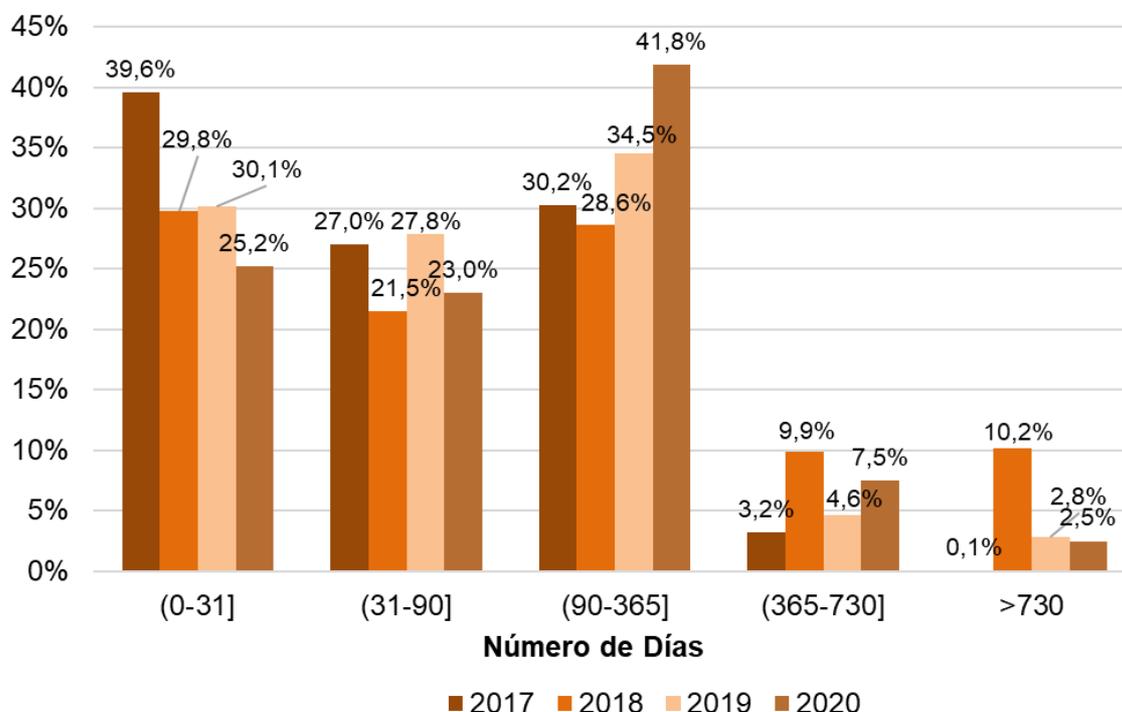
Cuadro 5. Volumen negociado por tipo de contratos anuales en los mercados OTC, OMIP y EEX. 2018 y 2020 (GWh)

Contrato anual	2018	% Total	2019	% Total	2020	% Total
Cal+1	52.632	62,2%	64.567	80,6%	78.042	74,6%
Cal+2	15.697	18,6%	9.496	11,9%	17.507	16,7%
Cal+3	4.231	5,0%	2.698	3,4%	5.439	5,2%
Cal+4	2.900	3,4%	1.384	1,7%	1.239	1,2%
Cal+5	3.201	3,8%	1.239	1,5%	491	0,5%
Cal+6	3.206	3,8%	245	0,3%	307	0,3%
Cal+7	543	0,6%	201	0,3%	1.144	1,1%
Cal+8	543	0,6%	88	0,1%	132	0,1%
Cal+9	543	0,6%	88	0,1%	123	0,1%
Cal+10	545	0,6%	88	0,1%	123	0,1%
Cal+11	543	0,6%	-	-	-	-
Total	84.584	100,0%	80.093	100,0%	104.544	100,0%

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

En el Gráfico 4 se muestra la evolución del volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la fecha de negociación hasta el inicio del vencimiento de los contratos. Se observa que, en 2020, el volumen negociado se concentró en contratos que se liquidan, a lo sumo, a un año vista desde su fecha de negociación (mensuales, trimestrales y anual Cal+1), que acapararon el 90,1% del volumen total negociado en 2020, frente al 92,5% de 2019. Por su parte, los contrato con vencimiento a partir de dos años vista (desde la fecha de negociación) representaron el 9,9% del volumen total negociado en 2020, frente al 7,5% que supusieron en 2019. En 2017 se negociaron únicamente 5 contratos con liquidación superior a dos años vista desde la fecha de negociación mientras que en 2018 representaron el 20%.

Gráfico 4. Volumen negociado en 2017-2020 (en energía) en los mercados OTC, OMIP y EEX por número de días desde la negociación hasta el inicio del vencimiento



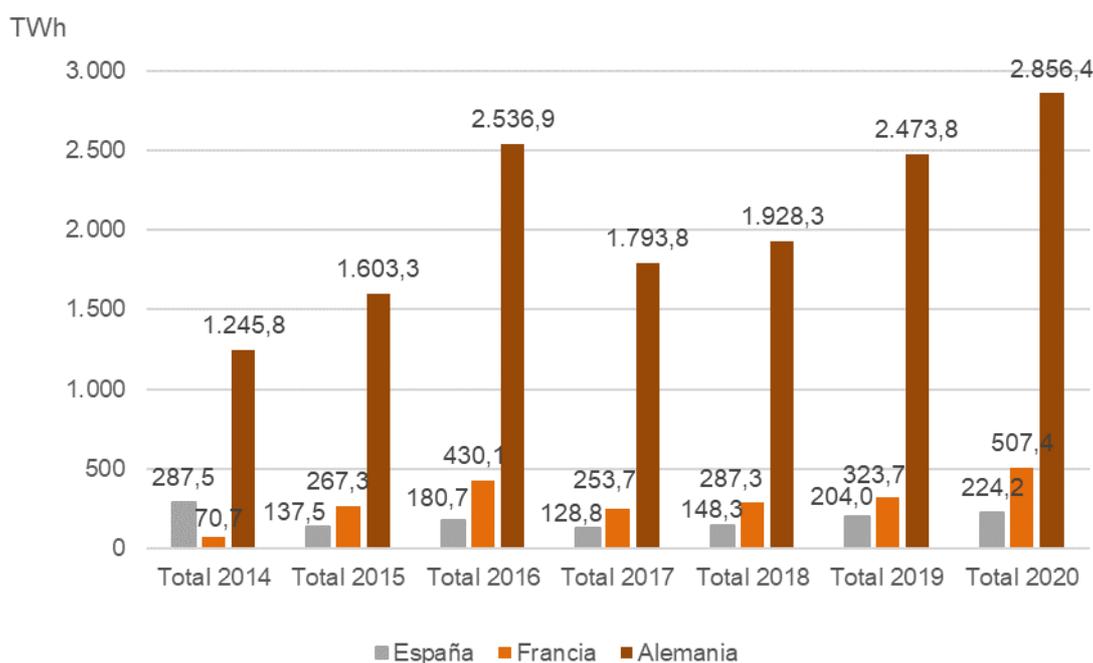
Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

Por tanto, el incremento de la liquidez en 2020 se debió fundamentalmente al incremento de la negociación de contratos anuales con liquidación en 2021 y 2022. Por el contrario, la liquidez de los contratos de corto plazo (mensuales y de vencimiento inferior al mes) y trimestrales descendió respecto a 2019.

No obstante, a pesar de que la evolución de la liquidez del mercado en los dos últimos años ha sido positiva, esta es significativamente inferior a la de los mercados alemán y francés. Así, en el año 2020 la negociación en el mercado español de contratos sobre electricidad de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente el precio de contado de dicho mercado (negociados en OMIP, EEX y OTC) fue 12,7 y 2,3 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado alemán y francés (registrados en ECC), respectivamente, y que dicho diferencial de liquidez fue creciente en el periodo analizado (2014-2020) (véase Gráfico 5). En cualquier caso, debe considerarse que la mayor liquidez del mercado alemán está correlacionada positivamente con la posición geográfica de dicho mercado

en Centroeuropa y su elevada interconexión con otros países adyacentes, con cuyos mercados tiene un alto grado de acoplamiento que favorece la negociación de coberturas con subyacente alemán.

Gráfico 5. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC y OMIClear) y con subyacente el precio de contado en España negociados en (OMIP, EEX y OTC) (TWh). Periodo: 2014-2020



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

La liquidez de los mercados a plazo, junto a la transparencia, son aspectos fundamentales para el adecuado funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad, por su incidencia sobre la correcta formación de los precios a plazo y sobre la atracción a la participación en los mismos de un mayor número de agentes (con posiciones contrarias y diferentes perfiles de riesgo), que pueden abrir y cerrar posiciones con mayor facilidad.

En un mercado a plazo líquido los participantes en el mercado disponen de referencias de precios que les permiten formar sus expectativas sobre los precios futuros. Por lo tanto, los participantes pueden evaluar con mayor precisión el precio del mercado y negociar en consecuencia. Por el contrario, cuando el mercado a plazo no tiene liquidez, el descubrimiento de precios es más difícil y costoso, y puede dar lugar a una prima de riesgo de los contratos a plazo más elevada. A su vez, las primas de riesgo más elevadas pueden desincentivar una

mayor participación en el mercado, con el efecto de una mayor reducción de la liquidez del mismo.

De la comparativa de la prima de riesgo ex post²² de los contratos a plazo con liquidación mensual y subyacentes español, alemán y francés, se concluye que desde la desaparición de las subastas CESUR, en el periodo 2014-2020, la prima de riesgo ex post para el subyacente español es, en media, inferior a la registrada por los contratos equivalentes con subyacentes alemán y francés. Así, los precios a plazo con subyacente el precio español se situaron, en media, un 4,2% por encima del precio de contado, frente al 4,5% registrado en el caso del subyacente alemán, y al 5,6% en el caso del subyacente francés²³, si bien cabe señalar que la volatilidad de los precios de contado español es inferior a las volatilidades de los precios de contado alemán y francés.

Asimismo, desde la desaparición de las subastas CESUR, la volatilidad de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo con liquidación mensual y subyacente español, alemán y francés es similar²⁴, mientras que la correlación de dicha prima con las registradas en los mercados francés y alemán (más correlacionadas entre ellas²⁵) es menor, que estaría justificada por la menor interconexión del MIBEL con el resto de mercados europeos.

Adicionalmente a los factores comentados anteriormente, que tienen incidencia en la liquidez de la negociación de contratos derivados con subyacente el precio español, hay otros aspectos, que se resumen a continuación, que también

²² Se define la prima de riesgo ex post, en los mercados de futuros con subyacente el precio de contado de España, Francia y Alemania, como la diferencia entre los precios a plazo de los productos carga base con liquidación en un periodo concreto, para cada uno de los subyacentes considerados 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.

²³ En el período en el que estuvieron vigentes las subastas CESUR (2007-2013), la prima de riesgo ex post para el subyacente español fue en media superior a la registrada por los contratos equivalentes con subyacentes alemán y francés. Así, los precios a plazo con subyacente el precio español se situaron, en media, un 7,6% por encima del precio de contado, frente al 4,7% registrado en el caso del subyacente alemán, y al 6,2% en el caso del subyacente francés.

²⁴ En el periodo 2014-2020, la desviación típica de la prima de riesgo ex post del mercado español se sitúa en un 12,7%, frente al 10,3% del mercado alemán y al 14,4% del mercado francés.

²⁵ La correlación, en el periodo 2014-2020, de la prima de riesgo francesa y alemana se situó en 0,73. La correlación de la prima de riesgo española, en dicho periodo, se situó alrededor del 0,26 con la prima alemana y 0,33 con la prima de riesgo francesa.

estarían influyendo sobre la liquidez del mercado español, como ya se reflejó en el apartado 3.3 del Estudio del CR MIBEL:

- La percepción de riesgo regulatorio en MIBEL²⁶, que afectaría principalmente a los agentes extranjeros, reduciendo su participación en el mercado a plazo ibérico.
- Los costes asociados a la participación en los mercados a plazo (garantías, comunicación de datos, *compliance*, etc.). Por un lado, dichos costes suponen una barrera de entrada a los participantes de menor tamaño. Por otro lado, al objeto de optimizar dichos costes asociados a la negociación en los mercados a plazo, los agentes tienen incentivos a concentrar su participación en aquellos mercados más diversificados (en países y productos).
- La tendencia hacia la cobertura del riesgo de precio del mercado diario mediante la firma de contratos bilaterales a precio fijo en lugar de negociar en los mercados a plazo, principalmente de los grupos verticalmente integrados.
- La falta de incentivo a la participación en los mercados a plazo de los grupos verticalmente integrados, ya que disponen de una cobertura natural sobre el riesgo del precio del mercado diario que instrumentalizan mediante contratos bilaterales. En este sentido cabe señalar que Endesa Generación e Iberdrola Generación acaparan prácticamente la totalidad de la contratación bilateral que se realiza en el mercado eléctrico y que no es vendida en el mercado spot, concretamente en torno a un 99,2% del total en el periodo 2017-2020 (del orden del 59,6% de la producción de estas empresas, en dicho periodo, fue vendida mediante contratación bilateral y no fue vendida en el mercado spot), siendo intragrupo la totalidad de dicha contratación (véase Cuadro 6). Por su parte, los grupos EDP y Naturgy venden toda su energía en el mercado spot y compran en ese mismo mercado, mediante unidades genéricas, parte de la energía que necesitan las comercializadoras libres y reguladas de sus grupos, con las que tienen un contrato de venta de energía a un precio a plazo. De este modo, la generación de cada uno de estos dos grupos está también cubriendo a sus comercializadoras, aunque esté vendiendo toda su energía en el mercado spot²⁷. En particular, las unidades

²⁶ En las reuniones mantenidas a lo largo de 2018 con los agentes participantes en el mercado, se señala, de forma generalizada, la complejidad y los cambios normativos en MIBEL, destacándose como ejemplo, por su impacto en la participación y liquidez del mercado a plazo, la eliminación de las subastas CESUR.

²⁷ No obstante, dicha generación está asumiendo el riesgo de no resultar casada en el mercado spot, en tanto que oferta a sus costes variables. Si no resultase casada, habría pagado el precio spot por la energía comprada en el mercado y habría percibido el precio a plazo de la energía

genéricas de generación de EDP y Naturgy cubrieron, en 2020, el 54% y 97%, respectivamente, de la actividad de comercialización de sus grupos.

Cuadro 6. Energía procedente de tecnologías de generación negociada en el Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral). Periodo: 2017-2020

ENDESA GENERACIÓN*	2017	2018	2019	2020
Mercado Diario (MWh)	35.305.382	25.680.802	17.626.253	16.354.397
Contratación bilateral intragrupo (MWh)	31.143.975	32.276.504	31.094.904	29.482.274
Contratación bilateral con otros agentes (MWh)	0	0	2.577	644
Mercado Diario %	53,1%	44,3%	36,2%	35,7%
Contratación bilateral intragrupo %	46,9%	55,7%	63,8%	64,3%
Contratación bilateral con otros agentes %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Contratación bilateral intragrupo				
Tecnología inframarginal %	97,1%	94,0%	95,3%	99,1%
Tecnología marginal** %	2,9%	6,0%	4,7%	0,9%
IBERDROLA GENERACIÓN*	2017	2018	2019	2020
Mercado Diario (MWh)	22.839.426	21.460.974	18.204.651	21.197.081
Contratación bilateral intragrupo (MWh)	29.501.455	34.479.746	38.518.582	36.602.607
Contratación bilateral con otros agentes (MWh)	0	0	0	0
Mercado Diario %	43,6%	38,4%	32,1%	36,7%
Contratación bilateral intragrupo %	56,4%	61,6%	67,9%	63,3%
Contratación bilateral con otros agentes %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Contratación bilateral intragrupo				
Tecnología inframarginal %	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tecnología marginal** %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
RESTO DE AGENTES*	2017	2018	2019	2020
Mercado Diario (MWh)	170.764.990	172.995.493	179.183.182	174.055.043
Contratación bilateral intragrupo (MWh)	358.436	73.690	318.824	432.959
Contratación bilateral con otros agentes (MWh)	42.949	84.547	171.790	765.880
Mercado Diario %	99,8%	99,9%	99,7%	99,3%
Contratación bilateral intragrupo %	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%
Contratación bilateral con otros agentes %	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
Contratación bilateral intragrupo				
Tecnología inframarginal %	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tecnología marginal** %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL MERCADO*	2017	2018	2019	2020
Mercado Diario (MWh)	228.909.798	220.137.269	215.014.085	211.606.522
Contratación bilateral intragrupo (MWh)	61.003.865	66.829.940	69.932.310	66.517.839
Contratación bilateral con otros agentes (MWh)	42.949	84.547	174.367	766.525
Mercado Diario %	78,9%	76,7%	75,4%	75,9%
Contratación bilateral intragrupo %	21,0%	23,3%	24,5%	23,9%
Contratación bilateral con otros agentes %	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%
Contratación bilateral intragrupo				
Tecnología inframarginal %	98,5%	97,1%	97,9%	99,6%
Tecnología marginal** %	1,5%	2,9%	2,1%	0,4%

* Procedente de tecnologías de generación (Renovables, Nuclear, Hidráulica, Carbones, Ciclos combinados y Bombeo-turbinación).

** Carbones y ciclos combinados.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE

venta a dichas comercializadoras. En este caso, la ganancia o pérdida de la generación, en el supuesto de que la energía comprada en el spot fuera exactamente igual a la energía a plazo vendida a sus comercializadoras, dependería de la diferencia entre el precio a plazo y el precio del mercado spot. Por otro lado, si resultase casada en el mercado, percibiría el precio spot por la energía ofertada y casada en el mercado, pagaría el precio spot por la energía adquirida en el mismo y percibiría el precio a plazo por la energía comprometida a plazo con las comercializadoras de su grupo. Si, hipotéticamente, la energía vendida en el spot fuera igual a la energía comprada en el mismo, e igual a la energía comprometida a plazo con las comercializadoras de su grupo, el precio final que percibiría la generación sería el precio a plazo.

- La falta de incentivo a la participación en los mercados a plazo por parte de las instalaciones de energía producida a partir de fuentes renovables, mientras se mantuvo en vigor el marco normativo de retribución e incentivos económicos a la producción con estas tecnologías. La aprobación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, supuso un cambio normativo en la retribución de estas instalaciones, incentivándolas a la participación en los mercados diario e intradiarios. No obstante, la evolución del marco normativo de las instalaciones de fuentes renovables, que ha llevado asociado una mayor exposición al riesgo de precio del mercado de contado de estas instalaciones, no se ha visto reflejada en una participación mayoritaria de este tipo de generación en los mercados a plazo. Sin embargo, dados los objetivos de descarbonización contemplados en el PNIEC, la búsqueda de financiación para los nuevos proyectos de potencia renovable a instalar podría incentivar el desarrollo de contratos *Power Purchase Agreement* (PPAs) y, en su caso, una mayor participación en el mercado a plazo de esta tipología de agentes.
- La existencia en España de un Precio de Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), indexado al precio del mercado de contado y que incluye un margen a la comercialización, podría no incentivar económicamente a los comercializadores de referencia de electricidad a cubrir su exposición al riesgo de precio del mercado diario en los mercados a plazo²⁸.

4. Consulta pública del CR MIBEL en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL

En el marco del plan de actividades para el año 2020 del CR MIBEL, para dar continuidad a la propuesta de medidas que se había recogido en el Estudio de Precios y que había sido remitida a los Gobiernos de España y de Portugal, se lanzó una consulta pública a los participantes en el mercado mayorista de electricidad que estuvo abierta desde el 22 de diciembre de 2020 al 29 de enero de 2021. En la consulta se recogían una serie de actuaciones que podrían llevarse a cabo sobre determinados aspectos que, de acuerdo con las conclusiones extraídas en el Estudio del CR MIBEL, influirían en el funcionamiento de dicho mercado y, en particular, en la liquidez de la

²⁸ La cuota de los comercializadores de último recurso (COR) se ha mantenido relativamente estable, en torno a un 11%, entre 2017 y 2020.

contratación a plazo. Las preguntas de la consulta pública se realizaron sobre los siguientes ámbitos básicos de actuación:

- La liquidez del mercado a plazo.
- El papel de los creadores de mercado.
- La posible implementación de mecanismos de subastas en el ámbito de los grupos integrados y de la producción renovable.
- La participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño.
- El desarrollo de cursos y seminarios sobre los mercados a plazo.

Se recibieron 13 respuestas, por parte de los operadores de los mercados de contado y a plazo (OMIP/OMIE), dos de las tres CCPs que registran derivados con subyacente el precio eléctrico español (OMIClear y BME Clearing), agentes del mercado (agente del mercado [CONFIDENCIAL], Iberdrola, Endesa, EDP España y Portugal, agente del mercado [CONFIDENCIAL], Fortia y Naturgy) y asociaciones (AEGE y EFET).

De las respuestas recibidas, se extraen las siguientes opiniones generales de los participantes sobre los aspectos consultados:

Liquidez de mercado

- La práctica totalidad de los participantes a la consulta pública coinciden en que la liquidez es un indicador clave respecto al buen funcionamiento del mercado a plazo, y se muestran a favor de implementar medidas que puedan promover el incremento de la misma.
- No obstante, tal y como señalan varios participantes, estas medidas deberían estar orientadas a incentivar la participación de un número mayor (y diversificado) de participantes, y no deberían ser medidas intervencionistas que pudieran terminar afectando a la formación eficiente de los precios. Asimismo, los participantes en la consulta señalan que, si el mercado a plazo no es atractivo para los agentes, la liquidez continuará siendo baja y, en consecuencia, la prima de riesgo elevada.
- Varios participantes señalan la relación directa que tienen la estabilidad regulatoria y la liquidez del mercado, toda vez que afecta a la confianza de los agentes para participar en dicho mercado.

El papel de los creadores de mercado

- En términos generales los participantes coinciden en la importancia de la figura del creador de mercado para fomentar la liquidez en el mercado a

plazo, en su papel de contraparte tanto para compradores como para vendedores.

- En relación a la necesidad de actuación de creadores de mercados en los contratos de más largo plazo, la opinión mayoritaria de los participantes en la consulta coincide en resaltar la importancia que podría tener dicha actuación por, entre otras razones, la confianza que generan. No obstante, su actuación en el largo plazo despierta dudas entre muchos de los participantes, que comentan que, dada la reducida liquidez en los contratos de más largo plazo, el riesgo del creador de mercado aumenta al no poder renegociar las posiciones que vaya adquiriendo.

La posible implementación de mecanismos de subastas en el ámbito de los grupos integrados y de la producción renovable

- Existe unanimidad por parte de los participantes en señalar su desacuerdo con las subastas para grupos integrados, al considerar que, si bien pudieron tener utilidad en el momento inicial de desarrollo del mercado a plazo, actualmente supondrían una intervención regulatoria para introducir liquidez de forma artificial, lo que podría afectar a la formación eficiente de los precios.
- Una mayoría de participantes es de la opinión que – en el contexto actual, con una alta penetración de energías renovables – tiene sentido plantear mecanismos complementarios a la subasta, que permitan a su vez fomentar la liquidez en el mercado a plazo. En este sentido, los participantes en la consulta señalan que:
 - Por el lado de la oferta, hay una nueva generación de productores independientes de origen renovable que tiene interés en disponer de instrumentos de cobertura para reducir su exposición al precio del mercado y estabilizar así sus ingresos en un horizonte temporal.
 - Desde el lado de la demanda, los grandes consumidores también reclaman productos de largo plazo con los que reducir la incertidumbre de sus costes de aprovisionamiento y asegurar su competitividad.

La participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

- Frente a las respuestas aportadas por tres participantes, que afirman no tener la impresión de que exista un problema real de acceso de pequeños agentes al mercado a plazo, la mayoría de respuestas indican que la menor participación de estos se debe al mayor número de barreras de entrada que enfrentan, que son, entre otras, su desconocimiento del mercado a plazo y de la regulación financiera aplicable, los niveles de solvencia y garantías

necesarias para participar, así como la falta de recursos cualificados para gestionar esta actividad.

- Asimismo, cabe mencionar que un comercializador y el operador del mercado señalan que podría facilitarse el acceso al mercado a plazo de los agentes de menor tamaño a través de un mayor número de instituciones financieras que ofrecieran sus servicios como miembros compensadores, o bien eliminándose, por parte de los miembros compensadores actuales, restricciones en base al tamaño.

El desarrollo de cursos y seminarios sobre los mercados a plazo

- Existe una opinión unánime de los participantes en señalar los efectos positivos de medidas divulgativas.
- Se mencionan como dudas más comunes la aplicación de la regulación financiera, el uso de garantías o los procesos burocráticos inherentes a la participación en el mercado a plazo.

5. Principales barreras identificadas para la contratación a plazo en el mercado español

En el apartado anterior se han comentado una serie de aspectos que están incidiendo en la evolución de la negociación de los mercados a plazo de electricidad con subyacente el precio español.

Algunos de estos aspectos requieren de un enfoque en el ámbito de la integración en el mercado único y, sobre algunos de ellos, ya se están adoptando medidas, tales como las inversiones en la interconexión del MIBEL con el resto de Europa, o los trabajos que se están realizando en el ámbito de CEER y de ACER para seguir acompañando los desarrollos y cambios de la normativa, tanto energética como financiera, con impacto en la negociación de derivados sobre electricidad y gas.

No obstante, hay aspectos de la estructura de funcionamiento del MIBEL, que afectan a la liquidez del mercado a plazo, sobre los que cabría realizar un mayor análisis para, en su caso, el desarrollo de posibles actuaciones.

Este apartado se centra en el análisis de algunas de esas barreras para el desarrollo de la contratación a plazo.

5.1. Falta de incentivo de los grupos verticalmente integrados a participar en los mercados a plazo

Entre los factores vinculados con la evolución a la baja de la liquidez en el mercado, señalados en el apartado 3, se menciona la falta de incentivo a acudir a los mercados a plazo de los grupos verticalmente integrados.

La integración vertical puede conducir a un grado de asimetría en la información entre los participantes en el mercado. Los agentes verticalmente integrados, con un gran volumen de generación y de comercialización, estarían en disposición de poder evaluar mejor los precios y condiciones futuras del mercado que los agentes de menor tamaño y/o no integrados sin generación o comercialización, además de que sus actuaciones en el mercado serían más susceptibles de ejercicio de poder de mercado. La información asimétrica actúa como una barrera de entrada al mercado y es también causante de una menor liquidez de los mercados a plazo y una mayor prima de riesgo, que estarían reflejando, en la formación de los precios a plazo, la incertidumbre de los agentes no integrados y de menor tamaño.

Adicionalmente, los agentes integrados cuentan con una cobertura natural entre sus negocios de generación y comercialización, por lo que pueden optar por no acudir a los mercados a plazo para la cobertura del riesgo de precio, gestionando dicho riesgo mediante contratación bilateral (véase Cuadro 6). Dicha gestión interna del riesgo por parte de los grupos verticalmente integrados no es un problema en sí mismo si el grupo en cuestión no tiene poder de mercado. Sin embargo, grupos verticalmente integrados con suficiente poder de mercado, y con una correlación alta entre las necesidades de sus negocios de generación y comercialización, pueden generar barreras de entrada al mercado minorista al no contratar a plazo en el mercado mayorista. Por ejemplo, un grupo, verticalmente integrado, largo en generación podría estratégicamente no participar si quiera en los mercados a plazo para realizar la cobertura sobre su generación no cubierta por su negocio minorista. Si los grupos verticalmente integrados no participan o participan estratégicamente en los mercados a plazo, pueden afectar a la liquidez de dicho mercado a plazo, reduciendo las opciones de los agentes de menor tamaño y consumidores para obtener la cobertura que necesitan a través de contratos a plazo a precios competitivos.

A través de la consulta pública del CR MIBEL, en la que se incluyó una pregunta específica sobre el efecto en la liquidez del mercado a plazo que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, los participantes en la consulta señalan los siguientes aspectos:

- Los grupos verticalmente integrados defienden que la contratación bilateral física que realizan se trata de una cobertura natural entre generación y comercialización que no resta liquidez al mercado a plazo, pues acuden a este para cubrir su posición neta. Algunos de ellos añaden que este tipo de contratación bilateral también se da en otros países como Francia y Alemania, que presentan una mayor liquidez en sus mercados a plazo, lo que, en su opinión, demostraría que la baja liquidez del mercado a plazo sobre subyacente español no es consecuencia directa de este tipo de contratación.
- Por el contrario, otros seis participantes, entre los que se encuentra el operador del mercado, opinan que la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos integrados, no solo drena liquidez al mercado a plazo, sino que resta transparencia, al ser un obstáculo a la hora de revelar los precios.

5.2. Dificultad para participar en los mercados a plazo por parte de los consumidores con un elevado volumen de demanda

Los consumidores con un elevado volumen de demanda, en el contexto actual de liquidez del mercado a plazo sobre subyacente español, tienen dificultad para realizar la cobertura de su exposición al riesgo de precio del mercado de contado a través de contratación a plazo. Los volúmenes ofertados en los mercados a plazo limitan sus posibilidades para ejecutar transacciones por los volúmenes que requiere su demanda (sin afectar al precio a plazo por la reducida liquidez), lo que unido a una prima de riesgo de los contratos a plazo²⁹ que en media es positiva desincentiva su participación en los mercados a plazo, favoreciendo la realización de estrategias alternativas para la cobertura del riesgo de precio, como la firma de contratos de suministro a precio fijo, lo que, adicionalmente, drena liquidez a los mercados a plazo.

A lo largo de 2020, el Comité Técnico del Mercado Ibérico de Electricidad (CT MIBEL), dentro de las reuniones periódicas que mantiene con los *stakeholders* del mercado eléctrico³⁰, se ha reunido con las asociaciones representativas de productores renovables, y de grandes consumidores y consumidores industriales de electricidad, al objeto de conocer su opinión en el contexto del creciente interés por los contratos bilaterales productor-consumidor, conocidos como

²⁹ En particular, la de los contratos a más largo plazo que se negocian con mucha anterioridad a su periodo de liquidación.

³⁰ El CT MIBEL mantiene reuniones periódicas con los principales *stakeholders* del MIBEL para conocer sus opiniones, preocupaciones y propuestas de mejora en relación al funcionamiento del mercado eléctrico ibérico.

Corporate PPA, y su interacción con el mercado a plazo de electricidad. De estas reuniones se concluía que los mecanismos de contratación del tipo *Corporate PPA* parecían, en aquel contexto de mercado, poco atractivos para estos agentes, entre otras razones, debido a la discrepancia de plazos y vencimientos, toda vez que los inversores en nueva capacidad de producción renovable buscan fijar condiciones económicas de operación a 10 o 15 años, mientras que los consumidores no quieren establecer plazos que vayan más allá de los 2 o 3 años (y como mucho a 5 años vista). Estos agentes de mercado, que constituyen una parte relevante de la oferta y de la demanda, son partidarios de mecanismos regulados en los mercados organizados con un efecto similar al del *Corporate PPA*, al menos mientras la liquidez y profundidad de los mercados a plazo no permitan ese resultado de forma natural, mediante el cruce de oferta y demanda.

En la consulta pública del CR MIBEL se incluyó como pregunta la siguiente: *¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?* Adicionalmente, se consultó sobre los plazos y el tipo de liquidación de los productos que deberían contemplarse en caso celebrarse este tipo de mecanismos de concurrencia competitiva. De las respuestas recibidas se extraen las siguientes opiniones generales de los participantes en la consulta:

- Una mayoría de participantes se muestra a favor de articular un mecanismo de concurrencia competitiva complementario a las subastas previstas en las normativas española y portuguesa.
- Algunos participantes proponen revisar el modo en el que se realiza la liquidación del REER, de forma que se liquide por la diferencia entre el precio resultante de la subasta y el precio del mercado a plazo, lo que tendría un efecto positivo sobre los mercados a plazo, ya que se incentivaría que los titulares de las instalaciones renovables adjudicatarios de las subastas REER participasen en el mercado a plazo para asegurar la venta de un volumen de energía equivalente a su producción al precio subyacente contra el que se liquidará la energía de subasta. Asimismo, un participante, menciona que se debería eliminar la prohibición, contenida en la normativa de las subastas REER, para la celebración de contratos bilaterales por parte de las instalaciones adjudicatarios de las subastas.
- Sobre los plazos que deberían tener estos productos, los participantes a la consulta señalan los plazos de 5, 7 y 10 años como los más adecuados. No obstante lo anterior, se señala que los productores de energía renovable

tienen mayor interés en negociar periodos superiores a 10 años, en particular el plazo de 15 años.

- No hay consenso, entre los participantes en la consulta, sobre si la liquidación debería ser física o financiera, y una mayoría apuesta por la vinculación de las garantías de origen (GdO) a los volúmenes negociados.

5.3. Dificultad para acceder al mercado a plazo por parte de los agentes de menor tamaño

Otra de las barreras manifestadas por los agentes del mercado eléctrico, a través de las reuniones mantenidas con el CR MIBEL a lo largo de estos últimos años, es la dificultad que tienen los agentes de menor tamaño para acceder al mercado a plazo, bien porque debido a su tamaño no pueden darse de alta como participantes en el mercado a plazo, o bien porque el volumen para el que necesitan realizar coberturas no se corresponde con el definido en los contratos estandarizados. En este sentido, BME Clearing introdujo en febrero de 2017 la posibilidad de negociar contratos a plazo con subyacente el precio eléctrico español de un volumen mínimo 10 veces inferior al estándar de 1 MW, si bien la liquidez de dichos contratos no ha sido destacada, lo que vendría a indicar que la dificultad para acceder al mercado a plazo por parte de los agentes de menor tamaño deriva no solo del tamaño de los contratos sino también del perfil de su generación/consumo.

En la consulta pública del CR MIBEL, se preguntó a los participantes cómo podría facilitarse o fomentarse la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo. En las respuestas recibidas, los participantes plantean que las acciones para fomentar su participación deben dirigirse a mitigar barreras de entrada como el desconocimiento del mercado a plazo y de la regulación financiera aplicable, o los niveles de solvencia y garantías necesarias para participar. Adicionalmente, se consultó si resultaba una barrera para la participación la dimensión de los contratos, siendo mayoritarias las respuestas que consideran que la cuestión del tamaño mínimo del contrato no parece ser un elemento relevante en la participación o no de este tipo de agentes. Algunas respuestas puntualizan que, actualmente, ya existen contratos de menos de 0,1 MW sobre subyacente portugués y que, sin embargo, no han tenido una negociación significativa, aunque no se muestran en desacuerdo con que este tipo de contratos puedan listarse para el subyacente español.

Por otro lado, en el marco del “*Clean Energy for all europeans*”, la Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior

de la electricidad³¹, establece, en su artículo 17, que cada Estado miembro deberá permitir y fomentar la participación de la demanda, de forma no discriminatoria, a través de agregación en todos los mercados de electricidad. En la consulta pública del CR MIBEL se planteó como pregunta a los agentes si consideraban relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño en el mercado a plazo. De las respuestas recibidas, se concluye que, a excepción del operador del mercado, los agentes no consideran relevante la creación de la figura del agregador independiente, al existir agentes de mercado y *traders* que ya permiten agregar a agentes de menor tamaño. Adicionalmente, el operador del mercado, en su respuesta, hace hincapié en el impedimento regulatorio, por parte de la normativa financiera, al que se enfrentaría esta figura prevista en la normativa energética, pues su papel en el mercado a plazo sería considerado un servicio financiero. Esto implicaría que dicha figura tendría que, en su opinión, dar cumplimiento a los requisitos (entre ellos, de capital) previstos en la normativa financiera para las entidades que prestan servicios financieros.

5.4. Falta de cultura sobre la negociación de productos derivados o desconocimiento del funcionamiento de los mercados a plazo

Otro de los aspectos reiterados por las asociaciones representantes de los agentes de menor tamaño del mercado eléctrico, es la falta de cultura respecto a la utilización de instrumentos derivados para la cobertura del riesgo de precio y, en general, sobre el funcionamiento de los mercados a plazo.

En la consulta pública del CR MIBEL, los participantes manifiestan, de forma unánime, los efectos positivos que tienen las medidas divulgativas sobre los mercados a plazo, la educación financiera y la realización de cursos y seminarios. A la pregunta del CR MIBEL sobre “*¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?*”, los participantes mencionan los siguientes aspectos:

- La gestión de la regulación financiera aplicable a entidades que desarrollan su actividad en los mercados a plazo para fines de cobertura de riesgos en sus negocios.
- La inestabilidad regulatoria y las intervenciones no previstas en los mercados.
- El uso de garantías líquidas para atender las posiciones negociadas.

³¹ Por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

- El proceso burocrático inherente a la participación en el mercado a plazo.
- 6. Posibles actuaciones y medidas a adoptar para la mejora de la liquidez del mercado a plazo del MIBEL**

[CONFIDENCIAL]