

An abstract background graphic consisting of overlapping, semi-transparent geometric shapes in shades of blue and white, creating a sense of depth and movement.

# **CONSULTA DEL CONSEJO REGULADOR DEL MIBEL SOBRE LA LIQUIDEZ EN LOS MERCADOS A PLAZO**

Posición de BME CLEARING / 29 de enero de 2021

## Contenido

<b>1</b>	<b>CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL SOBRE EL ESTUDIO .....</b>	<b>4</b>
1.1	Sobre la falta de liquidez del MIBEL y sus posibles causas	4
1.2	Sobre la prima de riesgo de los productos con entrega en España en comparación con los productos similares de Francia y Alemania	7
<b>2</b>	<b>RESPUESTAS A LAS PREGUNTAS DE LA CONSULTA .....</b>	<b>9</b>
2.1	Liquidez del mercado	9
2.2	Papel de los creadores de mercado	9
2.3	Subastas grupos integrados	12
2.4	Mecanismos específicamente orientados a renovables	13
2.5	Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño	14
2.6	Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo	15
<b>3</b>	<b>OTRAS MEDIDAS ENCAMINADAS A INCREMENTAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO DE ELECTRICIDAD EN MIBEL NO COMENTADAS EN EL ESTUDIO .....</b>	<b>17</b>
3.1	Hay que procurar mantener estabilidad regulatoria	17
3.2	Hay que copiar experiencias exitosas en otros países y en general equiparar lo máximo posible la regulación energética del MIBEL con la de otros países	18
3.3	Hay que traer más energías renovables al MIBEL	19
3.4	Hay que intentar atraer nuevos participantes	19
3.5	Hay que fomentar las interconexiones con Francia	20
3.6	Otros aspectos	20
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES – RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>22</b>

# CONSULTA DEL CONSEJO REGULADOR DEL MIBEL SOBRE LA LIQUIDEZ EN LOS MERCADOS A PLAZO

## Posición de BME CLEARING

BME CLEARING agradece al Consejo de Reguladores del MIBEL la oportunidad que ofrece la Consulta Pública del Consejo Regulador del MIBEL (en adelante la Consulta) a los participantes en el mercado mayorista de electricidad, para exponer sus puntos de vista y opiniones sobre posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL.

BME CLEARING cuenta con una amplia experiencia en la prestación de servicios a los mercados de energía a partir de su posición, como proveedor de servicios de cámara de contrapartida central (CCP), liquidación y compensación de contratos a plazo de electricidad española y de otros productos a plazo. Asimismo, a través de otras empresas del grupo ha participado en la organización y ejecución de las subastas VPP y las subastas CESUR.

BME CLEARING pertenece al Grupo Bolsas Mercados Españoles (BME) que opera en los mercados de valores y sistemas financieros de España, y a su vez, desde 2020, forma parte del grupo de infraestructuras SIX que gestiona la Bolsa suiza, por lo que amplía su vocación global y tecnológica. Desde sus inicios, BME ha sido una referencia en el sector tanto en términos de solvencia, como de eficiencia y gestión de mercados.

Este documento se estructura de la siguiente manera. En primer lugar, se exponen unos comentarios sobre el “Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL con otros mercados europeos y su relación con el mercado único” (en adelante el Estudio), ya que estamos en desacuerdo con algunas de sus conclusiones. En segundo lugar, se contesta la Consulta propiamente dicha, siguiendo el orden de puntos sugeridos. En tercer lugar, se formulan otras sugerencias para incrementar la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL, que pueden ser más efectivas que las sugeridas en la Consulta. Finalmente presentamos una sección con nuestras conclusiones o resumen ejecutivo.

# 1 CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL SOBRE EL ESTUDIO

## 1.1 Sobre la falta de liquidez del MIBEL y sus posibles causas

Se entiende por liquidez de un mercado su capacidad para vender o comprar un producto (por ejemplo, energía eléctrica) sin causar movimientos relevantes de precio y sin incurrir en costes de transacción significativos. Una característica importante de los mercados líquidos es la presencia de un gran número de compradores y vendedores deseando transaccionar en todo momento.

La propia Consulta comenta que una de las principales conclusiones del Estudio es la significativa menor liquidez del mercado a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en España, en comparación con otros mercados a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en Francia y Alemania.

Para valorar esta afirmación nos permitimos presentar el siguiente cuadro:

Cuadro 1. "Churn rate" de varios países europeos

<b>País</b>	<b>Negociado a plazo según Trayport - Rolling 12 months Dec 19 Nov 20 - MWh</b>	<b>Consumo de electricidad (Mwh año)</b>	<b>Churn rate - Mercado a plazo/Consumo</b>
Alemania	6.934.688.000	545.500.000	12,71
Nordicos	1.293.197.000	370.290.000	3,49
Holanda	290.644.000	108.200.000	2,69
Francia	1.039.793.000	451.500.000	2,30
UK	780.803.000	348.700.000	2,24
Italia	619.642.000	307.100.000	2,02
Suiza	96.206.000	58.260.000	1,65
España	257.165.000	243.000.000	1,06
Belgica	59.417.000	88.990.000	0,67

*Fuente: Trayport para el volumen negociado y elaboración propia*

El cuadro 1 muestra que el volumen negociado en mercados a plazo de electricidad española<sup>1</sup> es bajo en comparación con otros países europeos y con el volumen de electricidad consumida o demandada en puntos de suministro.

A este respecto, la Consulta hace referencia al Estudio<sup>2</sup> que apunta a distintos factores para explicar la evolución negativa de la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL. Enumera un conjunto de causas

<sup>1</sup> Se ha utilizado los datos de consumo de electricidad española. Si se hubiera sumado el consumo de electricidad portugués, ya que la negociación a plazo portuguesa esta subsumido en la española, el resultado sería aún más pobre.

<sup>2</sup> [https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705SE\\_ES.pdf](https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705SE_ES.pdf)

regulatorias unas y estructurales otras, cuyo vínculo de causa efecto, en nuestra opinión, no se argumenta suficientemente.

No es fácil establecer una relación causal precisa entre posibles factores explicativos y el nivel de liquidez de los mercados. Por ello el Estudio hace básicamente un análisis de correlaciones más que de causalidad.

En nuestra opinión, uno de los factores que mayor influencia pueden tener en el desarrollo de la liquidez de los mercados europeos a plazo es el nivel de interconexión del precio que utilicen como subyacente. Entre los factores que habrían incidido en la evolución negativa del mercado a plazo del MIBEL, el Estudio no menciona en sus conclusiones el nivel de interconexión, por lo que podría estar sobrevalorando el efecto provocado por el resto de los factores que considera explicativos.

Así, la comparación con Alemania que se hace constantemente en el Estudio lleva a confusión. En nuestra opinión, el volumen a plazo de Alemania se beneficia de que, al ser un sistema muy interconectado y muy líquido, los traders prefieren negociar a plazo el producto alemán en vez de negociar para cubrir precios en cada país de Europa con precios de contado correlacionados con los precios alemanes, lo que requiere tener la infraestructura establecida en cuanto a información de cada mercado, de su regulación, etc.

Pensamos que en electricidad ocurre lo mismo que en la negociación a plazo de la Deuda Soberana de los países europeos. La liquidez y la facilidad de los productos a plazo sobre los bonos alemanes hace que dicha negociación recoja la liquidez que de otro modo habría ido a los productos a plazo de cada país, como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Negociación de los productos a plazo en el mercado Eurex sobre la Deuda Soberana de ciertos países europeos y su comparación con su PIB.

<b>País</b>	<b>Traded Contracts (year)</b>	<b>PIB 2019</b>	<b>traded contracts * Contract value/PIB</b>	<b>Fecha de lanzamiento del producto en Eurex</b>
Alemania	392.573.327	3.449.050M.€	11,38	
Italia	48.002.273	1.789.747M.€	2,68	2009
Francia	43.325.753	2.425.708M.€	1,93	2012
España	150.509	1.244.757M.€	0,01	2015

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de negociación de Eurex.*

Como se aprecia en el cuadro 2, los contratos a plazo alemanes sobre la Deuda Soberana son mucho más líquidos que los de Italia, Francia o España. Sin embargo, no existe un problema estructural en los contratos a plazo o en los mercados de estos países. Lo que ocurre es que el contrato a plazo francés está tan correlacionado con el producto alemán que los traders negocian muy a menudo el producto alemán en vez del francés. Sólo cuando el contrato de contado de un país concreto pierde la correlación con el contado alemán, el mercado que concentra la negociación en Europa de estos productos (Eurex) lista un nuevo producto-país para satisfacer la demanda motivada por esta falta de correlación, como ocurrió en 2009 para Italia (y para España pues el contrato a plazo italiano permitía cubrirse a los traders expuestos al precio del contado español). Como se aprecia en el cuadro 2, prácticamente no hay

negociación del producto español a plazo de Deuda Pública y sin embargo el Tesoro, que sabe bien que para la liquidez del producto del contado (necesaria para emitir Deuda Pública) es necesaria la liquidez del mercado a plazo, no parece preocupado por el asunto. Esto es así, porque hay productos sustitutivos (el producto italiano y el alemán) que hacen esta función. Como se ha comentado, pensamos que esta situación se repite con los productos a plazo de electricidad alemana respecto a los productos a plazo de electricidad de los países con los que existe alta correlación.

Incluso admitiendo una relación causal entre los factores que menciona el Estudio y la menor liquidez del mercado a plazo del MIBEL, habría que considerar el peso que cada uno de ellos pudiera tener en ésta para valorar las consecuencias y los beneficios de su mitigación o eliminación. Por ejemplo, que los agentes del mercado prefieran, para cubrirse del riesgo del precio de contado, los contratos bilaterales físicos más que los financieros, puede ser una elección eficiente y lo mismo puede ocurrir respecto a la cobertura de riesgos mediante la integración vertical. Un razonamiento similar se puede realizar respecto a los factores regulatorios mencionados en el Informe. Por ejemplo, respecto a la desaparición de las subastas CESUR, la tarifa de último recurso indiciada al precio diario o los esquemas de retribución de renovables que limitan el incentivo a participar en el mercado financiero. Todas estas causas pueden restar liquidez al mercado a plazo, pero pueden ofrecer ventajas y beneficios que compensen con creces este desplazamiento de liquidez, por ejemplo, fortaleciendo la liquidez en los mercados minoristas, en la contratación bilateral, o evitando posibles comportamientos colusorios.

Por eso NERA, en un informe realizado recientemente a petición de OFGEM para valorar la conveniencia de medidas de intervención en el Mercado en sustitución a las iniciadas en 2014 y derogadas en 2019, afirma lo siguiente: *"Low liquidity is not a market failure that in itself would justify intervention to increase it and may instead be an efficient response to market conditions. The case for intervention to support liquidity would rely on the market's failure to reach an efficient outcome"*.<sup>3</sup>

Como resumen de este apartado, es claro que el mercado a plazo de electricidad MIBEL es poco líquido comparado con otros países. Por lo que pudiera ser conveniente tomar alguna acción para aumentar la liquidez de éste, pero pensamos que hay que obrar con cuidado, no sea que la herramienta elegida tenga más costes que beneficios.

---

<sup>3</sup> NERA Economic Consulting. "GB Wholesale Power Market Liquidity: Options Assessment" Prepared for OFGEM. 16 de diciembre de 2019.

## 1.2 Sobre la prima de riesgo de los productos con entrega en España en comparación con los productos similares de Francia y Alemania

La propia Consulta comenta que una de las principales conclusiones del Estudio es que la prima de riesgo de los productos con entrega en España es superior a la registrada en la negociación de contratos equivalentes en Alemania o en Francia. Esto nos parece que es, de hecho, la conclusión más fuerte del Estudio en lo que se refiere a los mercados a plazo. Concretamente el Estudio dice *"Así, en España, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2018, el precio a plazo de los contratos con liquidación mensual fue, en media, un 6% (prima de riesgo) superior al precio de contado finalmente registrado en cada uno de los meses considerados. Por su parte, en Francia y en Alemania, dicha prima de riesgo se situó en media, para el mismo periodo, en un 3,7% y en un 2,8%, respectivamente"*.

En nuestra opinión esto es inexacto e induce a confusión. Vamos a mostrar nuestro punto de vista con los datos del siguiente cuadro:

Cuadro 3: Prima de riesgo española comparada con la alemana y francesa durante distintos periodos

		España	Alemania	Francia
2010-2018	Promedio precios productos mensuales último día del mes	48,12	39,59	45,08
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	46,63	38,68	43,55
	Prima de riesgo expost	1,49	0,91	1,53
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	3,2%	2,3%	3,5%
2010-2013	Promedio precios productos mensuales último día del mes	47,18	44,92	47,97
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	44,58	44,02	46,70
	Prima de riesgo expost	2,60	0,89	1,27
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	5,8%	2,0%	2,7%
2014-2018	Promedio precios productos mensuales último día del mes	48,88	35,33	42,76
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	48,27	34,41	41,02
	Prima de riesgo expost	0,61	0,92	1,74
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	1,3%	2,7%	4,2%

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la página 154 del Estudio.

El cuadro 3 muestra claramente que hay dos periodos distintos en la evolución de la prima de riesgo en la franja de tiempo analizada en el Estudio desde 2010-2018:

- En el periodo 2010-2013<sup>4</sup> la prima de riesgo española es muy elevada, tanto en Euros como en porcentaje<sup>5</sup> comparada con las primas de Alemania y Francia.

<sup>4</sup> Coincidiendo con las subastas CESUR.

<sup>5</sup> La diferencia entre la prima de riesgo expost con el porcentaje para España del 3,2 % del Cuadro 3 para el periodo 2010-2018 y la prima de riesgo del 6% del Estudio que se considera superior a la de Alemania y Francia y que se utiliza para apoyar las conclusiones del Estudio, obedece básicamente a que en el Cuadro 3 se ha obtenido la prima en porcentaje como la diferencia entre los precios promedio del contrato mensual a final de mes y el precio promedio de contado para el mes de vencimiento de ese periodo, dividida por este último, mientras que el Estudio calcula la media de las primas mensuales. Creemos que la prima, tal y como se calcula en el Cuadro 3, representa la prima de riesgo que (como media anual o esperanza matemática) una empresa hubiera tenido si hubiera comprado un futuro el último día previo a entrar en entrega. El hecho es que existen un par de meses en 2013 con unos porcentajes superiores al 100% y un mes en 2010 con un porcentaje superior al 50% que claramente distorsionan el resultado de comparaciones simples de estadísticos y de una prima de riesgo calculada con el criterio utilizado por el Estudio, considerando la media de los porcentajes mensuales, que pensamos por ese motivo que es incorrecto. Teniendo en cuenta lo observado para estos tres meses, la manera correcta de definir la prima de riesgo y la estructura de su comportamiento, bien haciendo un análisis por etapas, bien utilizando modelos estocásticos adecuados para cada caso, estamos seguros que las primas de riesgo se parecerían a las que se observan en el Cuadro 3 de esta respuesta a la Consulta, lo que nos lleva a pensar que es muy



- Sin embargo, en el periodo 2014-2018 la situación cambia drásticamente siendo la prima de riesgo española muy inferior tanto en Euros como en porcentaje a las primas alemanas y francesas.

En nuestra opinión el Estudio no analiza suficientemente los datos<sup>6</sup> al hacer los cálculos para el periodo 2010-2018 en su conjunto, y extrae una conclusión que lleva a confusión, precisamente en lo que constituye el argumento central del Estudio. Si la prima de riesgo española de los últimos 5 años es muy razonable comparada con la alemana y francesa, muy probablemente el mercado a plazo de electricidad española se comporta adecuadamente y esto debe hacernos dudar sobre si es conveniente que las autoridades se impliquen normativamente para mejorar su liquidez.

Adicionalmente si el Consejo de Reguladores del MIBEL transmite en sus informes o en sus conversaciones que la prima de riesgo española es alta<sup>7</sup>, se corre el riesgo de estar perjudicando al mercado a plazo, transmitiendo información inexacta, porque, como se ha demostrado, la prima de riesgo española ha sido durante los años 2015-2018 más baja que la alemana o francesa.

---

dudoso que exista un problema estructural con la prima de riesgo en España. Mas aún, incluso admitiendo el análisis simple del Estudio, si existió tal problema, fue hace más de siete años y puntual (probablemente ligado, como el propio Estudio señala, a una demanda inelástica provocada por las subastas CESUR que dejaron de existir en 2013). No parece tener mucho sentido tratar de arreglar un problema que ya no existe.

<sup>6</sup> La diferencia entre los dos periodos se puede apreciar a simple vista en el grafico 24 de la página 103 del Estudio. Resulta un poco sorprendente que en un párrafo de la página 152 del Estudio se diga que en el año 2013 la prima de riesgo española registra un máximo y que en el siguiente párrafo se diga que en el 2015 hubo un cambio de tendencia (en ese año hubo una prima de riesgo negativa) y que el Estudio no analice si puede haber dos periodos distintos o hechos puntuales y específicos (outliers) que expliquen estas diferencias en medias y no imputarlas a características permanentes o estructurales. Conviene comentar aquí que aun quitando los datos del año 2015 (donde en los tres países hubo una prima de riesgo o negativa o muy baja) en el periodo 2014-2018 (sin los datos del 2015) la prima de riesgo española en porcentaje es más baja que la alemana y francesa.

<sup>7</sup> Por ejemplo en el resumen ejecutivo del estudio página se dice *"De las reuniones mantenidas por el CT MIBEL, a lo largo de 2018, con los agentes participantes en el mercado eléctrico se concluye que, para dichos participantes el hecho de que históricamente los precios a plazo españoles se hayan situado sistemáticamente por encima del precio de contado, y con una prima de riesgo alta, es un factor que desincentiva las posiciones de compra en dichos mercados a plazo, drenando liquidez a los mismos"*. En nuestra opinión en dichas reuniones el CT debería haber dicho que en los últimos cuatro años (2014-2017 puesto que las reuniones se mantuvieron en el 2018) la prima de riesgo española era de 0,61€/MWh y por lo tanto más baja que la alemana y francesa.



## 2 RESPUESTAS A LAS PREGUNTAS DE LA CONSULTA

### 2.1 Liquidez del mercado

No tenemos una opinión firme para la primera pregunta porque carecemos de información suficiente. Sólo queremos señalar que el hecho de que la prima de riesgo española en los últimos 5 años del estudio (2014-2018) haya sido más baja que la francesa y alemana puede indicar que el mercado a plazo esté equilibrado (compra y venta parecidos) o con una cierta tendencia a estar dominado por las compras.

La segunda pregunta (*En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?*) nos parece que, tal como está formulada, induce a una respuesta simple y afirmativa y, por ello, pensamos que es una pregunta que podría parecer sesgada o propensa a obtener respuestas erróneas.

La respuesta inmediata y simple a esta pregunta es que todo lo que drena ofertas de venta o compra en el mercado a plazo resta liquidez y esto siempre ocurre en presencia de grupos verticalmente integrados.

Sin embargo, una respuesta completa resulta más compleja. Como el Consejo de Reguladores del MIBEL sabe muy bien, los grupos verticalmente integrados existen en toda Europa. Si esta situación existe en toda Europa y la integración vertical es una forma legítima de cubrir riesgos a lo largo del tiempo y pata toda la cadena de valor de las empresas, la pregunta, en nuestra opinión, debería haberse hecho con carácter más amplio. Por ejemplo, **sería relevante saber si la actuación en el mercado a plazo de los grupos verticalmente integrados en el mercado MIBEL es distinta a la de los grupos de otros países europeos.**

En nuestra opinión, la segunda pregunta, tal como se ha formulado, puede dar lugar a conclusiones, y posteriormente intervenciones regulatorias, que no se corresponden con la situación del mercado MIBEL en este aspecto, respecto a otros países europeos. Si no hay diferencia notable en la actuación de los grupos verticalmente integrados en el mercado MIBEL respecto a la actuación de grupos verticales en otros países europeos, la integración vertical no sería un factor determinante a efectos de liquidez.

### 2.2 Papel de los creadores de mercado

Con carácter general, entendemos por creadores de mercado (en adelante MM por sus siglas en inglés de *market makers*) a operadores o agentes de mercado que se comprometen a poner simultáneamente, por un volumen y tiempo determinado, ofertas de compra (*bid*) y de venta (*ask*) manteniendo una horquilla, diferencial o *spread* entre los precios de unas y otras. En el ámbito de la UE, el servicio de MM en los mercados de energía se presta fundamentalmente en los mercados *forward* o de productos a plazo y de forma voluntaria. Los costes en que se incurre son básicamente los asociados al riesgo de pérdidas por cumplir con la obligación comprometida y los directos de gestión, operación y control de las ofertas y operaciones casadas. Por ello, la prestación de estos servicios suele ser compensada mediante una determinada retribución. Pero nada garantiza que las ganancias de liquidez generen los beneficios suficientes como para compensar los costes en los que se incurre. El hecho, además, de que costes y beneficios sean soportados por distintos agentes dificulta su comparación y, en muchas ocasiones, hace que introducir la obligación de MM provoque sobre todo desplazamientos de renta entre operadores del mercado, más que ganancias netas en términos de eficiencia. Bajo estas consideraciones,

la Entidad Nacional de Regulación Irlandesa en 2012 primero y en 2017 después, tras estudiar los costes y beneficios de imponer la MMO (obligatoria), entendió en ambas ocasiones que los costes superaban a los beneficios y decidió no imponerla.<sup>8</sup>

Por tanto, en nuestra opinión sobre este apartado de la Consulta es que faltarían algunas preguntas adicionales: **¿Qué entidades deberían pagar a las entidades que actúan como MM?** O mejor aún: **¿Estaría usted dispuesto a pagar a las entidades que actúan como MM?, ¿Cuál considera que sería la remuneración correcta para los MM? ¿y con cuánto estaría su empresa dispuesta a contribuir a dicha remuneración?** Sin estas preguntas y sin estas respuestas para considerar costes y beneficios, entendemos que la Consulta resulta incompleta.

Adicionalmente, la Consulta no considera dos temas que, sin embargo, nos parecen relevantes.

En primer lugar, **hay que dilucidar en qué submercado deberían actuar los MM en el caso de que hubiera un programa de MM obligatorios para el MIBEL**. Para tratar este tema veamos el siguiente cuadro:

Cuadro 4. Dónde se encuentra la liquidez en el mercado MIBEL<sup>9</sup>

	OMIP Mdo	EEX Mdo	Total Exchanges	Total OTC	Total OTC+Mdos
2019	7.401.711	5.816.105	13.217.816	221.381.742	234.599.558
2020	8.632.382	7.390.708	16.023.090	232.463.506	248.486.596
% Cuota 2020	3,5%	3,0%	6,4%	93,6%	100,0%

*Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, EEX y la CNMC*

Como se puede apreciar en el cuadro 4, la liquidez del mercado MIBEL está en los brokers que gestionan el mercado OTC. Si se quisiera favorecer a alguno de los mercados organizados (OMIP y EEX) las medidas de intervención adoptadas para ello no serían eficientes ya que ninguno de ellos llega al 4% de cuota. Además, estas medidas adolecerían de problemas de competencia y podrían ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea y por tanto ser recurridas. Es necesario recordar además que ambos mercados organizados (OMIP y EEX) ya tienen implantados programas voluntarios y remunerados, por los propios mercados organizados, de MM, y esto no ha dado lugar a incrementos de liquidez en la totalidad del mercado MIBEL, ni a desarrollar la propia liquidez de estos mercados, dado que ésta se ha seguido concentrando, como se observa en el cuadro, en el OTC.

Por consiguiente, pensamos que, en todo caso, si hubiera un programa de MM obligatorio en MIBEL, la obligación debería poder cumplirse **en cualquier plataforma de mercado, incluidas las de los brokers** del mercado OTC. Es más, al ser el que se está mostrando preferido por los agentes del mercado, la elasticidad, en términos de liquidez, a cualquier medida regulatoria, será superior en este segmento del mercado. Tengamos en cuenta, además, que, desde la vigencia de EMIR, la transparencia en los mercados es muy similar. Asimismo, a través de los resultados de las notificaciones de EMIR y REMIT, las

<sup>8</sup> SEM Decision Paper SEM -12-002 de 1 de febrero de 2012 y SEM Decision Paper SEM- 17-015 de 16 de marzo de 2017

<sup>9</sup> No se incluyen subastas en OMIP ya que en ese caso las autoridades condicionan el lugar de ejecución. En el Cuadro 4 sólo están transacciones en las que libremente ambas contrapartidas eligen el lugar de ejecución de la transacción.

autoridades dispondrían de la información necesaria para monitorizar y asegurarse del cumplimiento de las obligaciones de los MM, en el caso de que existiese un eventual programa de MM obligatorios.

Como ya hemos comentado, administradores de mercados organizados que presten servicios en exclusividad pueden concentrar la liquidez en una determinada plataforma, pero evitan que la competencia entre distintas plataformas genere eficiencia en la gestión de los costes asociados a los servicios prestados. Si la liquidez creada no es suficiente para compensar los costes, la intervención para mejorar la liquidez resultará ineficiente.

En segundo lugar, al cumplirse la obligación mediante contratos a plazo, existe un riesgo de contrapartida que conduce ineludiblemente a la elección de una cámara de contrapartida (CCP). Por tanto, adicionalmente, **hay que dilucidar en que cámara de contrapartida deberían registrarse las operaciones de los MM en el caso de que hubiera un programa de MM vigente en MIBEL**. Para analizar esta cuestión, vamos a presentar un nuevo cuadro:

Cuadro 5: Dónde se liquidan las operaciones a plazo en el mercado MIBEL

	OTC Bilateral	Total CCP OMIClear OMIP+OTC	Total CCP ECC	Total BME CLEARING	Total OTC+Mdos
2019	24.145.870	33.200.317	150.849.122	26.404.249	234.599.558
2020	7.144.145	27.079.619	186.490.661	27.772.171	248.486.596
% Cuota 2020	2,9%	10,9%	75,1%	11,2%	100,0%

Fuente: elaboración propia<sup>10</sup> a partir de datos de OMIClear, ECC, la CNMC y los propios datos de BME CLEARING

El cuadro 5 muestra que ECC (la CCP alemana) es la cámara de contrapartida dominante, mientras OMIClear y BME CLEARING tienen un papel más modesto.

Observando los datos de los cuadros 4 y 5, y como ya hemos comentado, si se quisiera implantar un programa obligatorio de MM en el mercado MIBEL, el sistema eficiente sería aquel que permitiera que la negociación se realizase en las plataformas de negociación gestionadas por los brokers para que, con toda probabilidad, las operaciones fueran a registrarse en la cámara alemana.

Parece chocante que un programa de MM hecho obligatorio por la regulación del MIBEL beneficie sobre todo a los brokers y a una CCP que no es ni portuguesa ni española y que ni siquiera está supervisada por el Consejo de Reguladores del MIBEL.

La observación de los cuadros 4 y 5 permite también otra reflexión: En el mercado MIBEL hay competencia, a diferencia de otros mercados europeos, tanto en los mercados organizados, como en los brokers<sup>11</sup> y en las cámaras de contrapartida. Esta competencia no es cómoda para las entidades que competimos en atraer operaciones a nuestra infraestructura, pero es buena para los clientes, que tienen variedad donde elegir y la seguridad de que actúan en un mercado eficiente. Pensamos que esta

<sup>10</sup> A los volúmenes negociados del cuadro 4 se ha sumado el Trade Registration de OMIClear (25.799 GWh en 2019 y 18.447 GWh en 2020 respectivamente) y en el Trade Registration de ECC (145.033 GWh y 179.100 GWh respectivamente). De nuevo, no se tienen en cuenta datos de subastas.

<sup>11</sup> Aunque hay más brokers, en la práctica son tres los que dominan el mercado MIBEL.

competencia debería también llevarse a un eventual programa obligatorio de MM y en ningún caso otorgárselo a una entidad (mercado o cámara de contrapartida) de forma arbitraria o discrecional.

Esta práctica, además, es la que se sigue actualmente en el MIBEL. La negociación principal se hace en los brokers y en cuanto a la cámara (el cuadro 5 y el propio Estudio demuestra que más del 90% de la operativa dominante, la operativa OTC, va a una de las tres CCP) se elige mediante acuerdo de las dos contrapartidas. Entendemos que los posibles MM operan ya en las tres CCP y no tendrían problemas para cumplir su obligación en cualquiera de ellas.

**Como conclusión, en el caso de que se implementase un programa obligatorio de MM en MIBEL, este programa debería dar libertad a los MM elegidos o voluntarios para que operasen en el mercado organizado o en el bróker que quisieran y en lo referente a la CCP, debería ser la entidad contrapartida del MM la que eligiese la CCP. En el caso de que se optase por otorgar a una CCP discrecionalmente el registro exclusivo de estas operaciones, estas medidas de nuevo adolecerían de problemas de competencia y podrían ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea y por tanto ser recurridas.**

## 2.3 Subastas grupos integrados

En términos generales, los grupos integrados ofrecen una cobertura a la volatilidad del precio spot de corto plazo, pero quedan sujetos a la volatilidad del precio de largo plazo, al riesgo de obsolescencia de tecnologías que fueron elegidas cuando tenían valor económico (vg: las plantas de generación de carbón) o a costes impuestos por cambios en la regulación, no previstos en el momento de invertir. Ciertamente, la cartera de activos y contratos de los operadores verticalmente integrados es más amplia y diversa que la de operadores no integrados, pero esto necesariamente no implica que su gestión sea ineficiente. Cuando, como ocurre en los mercados de energía, los contratos a largo plazo tienen riesgo de precio, tecnología y regulación, la integración vertical puede ser una solución eficiente que ayude al descubrimiento de precios en plazos más cortos mediante ofertas de compra y venta para la optimización del binomio rentabilidad-riesgo en la cartera del grupo integrado.

Es necesario recordar en este punto, que los grupos integrados existen en todos los países europeos de nuestro entorno, y que no sólo son las compañías grandes las que se desarrollan como grupo integrados, también existe esta integración en compañías de tamaño mediano y pequeño.

La experiencia de las *virtual power plants (VPP)*, tanto en España como en otros países europeos, aunque ha podido ayudar a la aparición de nuevos agentes en el despegue de los mercados, una vez que estos han evolucionado, muestra que sus ventajas van languideciendo y sus peligros (por ejemplo, de provocar posibles colusiones de demanda y movimientos artificiales de precio) aumentan. En fin, no consideramos que establecer nuevamente un mecanismo de subastas de VPPs sea adecuado para, en estos momentos, ganar en la liquidez que se busca para los mercados a plazo.

En nuestra opinión, hay que tener mucho cuidado con las subastas. El cuadro 3 demuestra que en el periodo 2010-2013, cuando había subastas CESUR, la prima de riesgo del producto a plazo MIBEL fue sustancialmente mayor que en el periodo 2014-2018 en el que no hubo subastas.

El propio Estudio corrobora esta afirmación; así en la página 130 se dice *"De acuerdo con el análisis de regresión, un incremento del 1% en el porcentaje del volumen subastado en CESUR y en OMIP*

*(incremento en torno a 286 MW en el volumen subastado) se habría reflejado en un incremento de 0,23 €/MWh de la prima de riesgo*<sup>12</sup>.

Finalmente, estos eventuales productos subastados podrían ser susceptibles de registrarse en una CCP para gestionar el riesgo de contrapartida. **En el caso que se tomase la decisión de hacer un programa de subastas, se debería hacer un concurso para la elección tanto de la entidad gestora de la subasta como de la CCP donde se registrasen estas operaciones.**

## 2.4 Mecanismos específicamente orientados a renovables

Una de las áreas en las que la complementariedad del apoyo público y el funcionamiento eficiente de los mercados va a ser más difícil de articular, pero que resulta vital para la recuperación económica y para la transición verde, es la de conectar la cobertura pública de riesgos a largo plazo (quince y veinte o más años) con la localización eficiente de riesgos a corto plazo, según estos se gestionen en los mercados *forward*, *spot* y, ya en tiempo real, de desvíos o desbalances.

Sin entrar en describir posibles maneras de hacer compatible el apoyo público a la cobertura de riesgos a largo plazo con la gestión eficiente de riesgos en mercados *spot* y a plazo, la cobertura de los primeros resulta fundamental para la movilización de los recursos privados necesarios para abordar las inversiones que la transición ecológica demanda. Pensamos que los procedimientos de apoyo a la contratación que se van incluyendo en la nueva regulación como forma de avanzar en los objetivos que a nivel europeo establece el Pacto Verde y, a nivel español, el PNIEC, si se desarrollan e implementan adecuadamente mejorarán sustancialmente la liquidez del MIBEL. En los próximos años, mediante subastas, se incorporarán unos 3.000 MW/año de generación renovable en España. Según la exposición de motivos del RDley 23/2020: *"En el periodo 2020-2022 el parque renovable deberá aumentar en aproximadamente 12.000 MW y para el periodo 2020-2025 en el entorno de 29.000 MW, de los que aproximadamente 25.000 MW corresponden a tecnología eólica y fotovoltaica."* Estas nuevas instalaciones quedarán bajo contratos con garantías públicas en algunos casos y a precio de mercado en otros (como contratos por diferencias), pudiendo acogerse los compradores, según los casos, a las garantías del FERGEI creado en Real Decreto Ley 24/2020.

Tal y como expusimos en las alegaciones al Proyecto de RD que creaba el FERGEI, pensamos que una gestión eficiente de riesgos por los titulares de carteras de contratos o por quienes asuman los riesgos de éstos, implica tener la posibilidad de cerrar o abrir posiciones mediante contratos compensados en entidades de contrapartida central con contratos financieros con vencimiento entre el mes y los años a que alcance la cotización de estos productos en los mercados a plazo. Extender los servicios de compensación hasta horizontes de 10 y 15 años, con las garantías suficientes, sería muy conveniente

<sup>12</sup> Esta regresión va contra la lógica económica (a mayor oferta menores precios) salvo que exista una especie de colusión implícita. Lo que pensamos que ocurrió en las subastas CESUR es que las entidades que pensaban vender en dichas subastas compraban previamente (se cubrían) la energía a plazo que iban a vender en la subasta. Este era un comportamiento común y que ocurría en el mismo plazo anterior a la subasta. Como muchas entidades habían hecho lo mismo, ninguna de ellas quería vender por debajo de su precio de compra (que era semejante para muchas entidades). Este comportamiento conjunto llevó, según esta hipótesis, a un aumento de la prima de riesgo española cuando las subastas CESUR estaban vigentes.

para compatibilizar los apoyos públicos con una gestión eficiente de riesgos y conseguir una colaboración público-privada eficaz para cubrir los objetivos de inversión de la transición ecológica.

En todo caso y por las razones expuestas en puntos anteriores, BME CLEARING piensa que las subastas iniciales **deberían organizarse por entidades prestadoras de servicios asignadas mediante un proceso o concurso y según las reglas de competencia en la contratación pública.**

## 2.5 Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

En este apartado no estamos de acuerdo con las siguientes afirmaciones de la Consulta: *"Teniendo en cuenta que algunos agentes del sector eléctrico no reúnen –debido a su reducido tamaño– los requisitos legales, técnicos y operacionales necesarios para acceder directamente al mercado a plazo y a las respectivas Cámaras de Contrapartida Central del MIBEL y pretenden efectuar coberturas de riesgo por debajo de los volúmenes definidos para los contratos estandarizados el CR MIBEL considera que la existencia de más entidades financieras y/o agregadores de liquidez permitiría el acceso y la participación de más agentes del sector eléctrico en el mercado a plazo del MIBEL, lo que aumentaría la liquidez de dicho mercado".*

BME CLEARING ha sido especialmente activo en facilitar el acceso de operadores de pequeño tamaño a los mercados a plazo y a los servicios de cámara. Durante el año 2020 han registrado operaciones a plazo 96 entidades pequeñas en nuestra CCP. Por eso consideramos que, si al menos 96 entidades pequeñas han operado a plazo en un año, no existe un problema para la participación en el mercado a plazo de agentes de menor tamaño.

En BME CLEARING se han listado contratos de un nominal de 0,1 MWh a petición de entidades pequeñas y sin embargo su uso ha sido modesto. Lo que sí ocurre con las entidades de menor tamaño es que piden a los brokers cantidades más pequeñas que los volúmenes habituales de negociación. Por ejemplo, en los productos mensuales los volúmenes habituales de negociación son de 5 MWh o 10 MWh y estas entidades pueden llegar a pedir cotización por un 1 MWh.

La figura del agregador en la contratación a plazo no es sencilla de implementar, pues requiere que todos los agentes (pequeños) respondan solidariamente de los riesgos de los demás. Cualquier mecanismo de responsabilidad compartida debe implementarse a través de las garantías prestadas mediante los miembros compensadores.

Las instituciones financieras operan por interés estratégico y por interés económico. Consideramos que es trabajo de las CCP conseguir suficientes instituciones financieras que, actuando como miembros compensadores, den servicio de *'clearing'* o liquidación a sus clientes. Recientemente una institución financiera que prestaba este servicio de *'clearing'* a los clientes de una CCP competidora de BME CLEARING ha dejado de prestar este servicio, bien porque la institución financiera ha cambiado sus objetivos estratégicos o porque no le resultaba suficientemente rentable ese negocio. En todo caso, es un trabajo de las CCP conseguir instituciones financieras que puedan dar este servicio a operadores de escaso tamaño, y no vemos las ventajas de una intervención regulatoria en este sentido.



## 2.6 Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo

BME CLEARING siempre ha estado muy interesado en difundir la existencia del mercado a plazo de electricidad, así como su utilidad para hacer coberturas, y de hecho ha sido especialmente activo desde el principio en este objetivo. En concreto, desde el año 2012 una empresa del grupo, el Instituto BME, ha realizado 15 cursos sobre mercados a plazo de electricidad con un total de 807 asistentes y 275 empresas que han enviado a empleados suyos a asistir a estos cursos. En estos cursos, de un día de duración, se ha procurado que en las explicaciones de los diversos aspectos se incluyan como docentes operadores y agentes del mercado. En total han participado 25 empresas como impartidores de estos cursos de formación.

El Instituto BME cuenta una sede central en el edificio de la Bolsa de Madrid, totalmente preparada para alojar cursos que requieran el uso de las últimas tecnologías, y también organiza cursos online y en otras sedes, incluyendo la formación en sede de clientes.

A continuación, en el siguiente cuadro se muestra el resumen de los cursos realizados hasta la fecha en relación con los derivados de energía:

Cuadro 6: Relación de cursos organizados por el Instituto BME sobre el mercado a plazo de MIBEL.

Edición	Fecha	Empresas ponentes	Personas asistentes	Empresas asistentes
1ª Edición	13/03/2012	4	51	31
2ª Edición	29/05/2012	5	33	19
3ª Edición	12/06/2021	5	50	34
4ª Edición	12/12/2012	5	43	25
5ª Edición	09/04/2013	5	54	30
6ª Edición	28/10/2013	5	39	31
7ª Edición	04/11/2014	6	61	30
8ª Edición	03/02/2015	6	68	38
9ª Edición	28/20/2015	6	58	27
10ª Edición	19/04/2016	6	59	26
11ª Edición	21/03/2017	5	66	36
12ª Edición	19/06/2017	5	58	37
13ª Edición	21/11/2018	6	56	23
14ª Edición	18/06/2019	7	77	39
15ª Edición	17/12/2020	6	34	13
Total ediciones		Total Empresas ponentes	Total personas asistentes	Total Empresas que han asistido
15 del 2012 al 2020		25	807	275

*Fuente: Instituto BME*

Creemos que los cursos han sido todo un éxito considerando tanto el número de empresas que han participado como ponentes o enviando a sus empleados, así como el número de asistentes, y la puntuación de los cursos dada por estos. **Pero sobre todo pensamos que han contribuido enormemente a la divulgación de la existencia y características del mercado a plazo de**



**electricidad<sup>13</sup> y cómo se puede utilizar para hacer coberturas.** Sin embargo, el Instituto BME puede no llegar a toda su audiencia. Por este motivo, el Instituto estaría encantado en colaborar con el Consejo de Reguladores del MIBEL para participar en cualquier iniciativa que éste tenga con fines divulgativos del mercado a plazo de electricidad.

Pensamos que la organización de cursos para divulgar los fundamentos, las técnicas, las instituciones, la regulación y las herramientas de la contratación a plazo es básica para mejorar la liquidez de los mercados y facilitar a nuevos entrantes su incorporación a los mismos. La amplia experiencia del Instituto BME en la formación y divulgación de títulos y cursos relacionados con la gestión de riesgos y con los mercados financieros pueden ser de gran ayuda para apoyar la incorporación de nuevos operadores y agentes en los volúmenes que el desarrollo del PNIEC va a reclamar en los próximos años. Aunque BME ha realizado toda su actividad de formación sin ayuda pública alguna, como ya se ha indicado, estaría encantada de contar con algún apoyo o colaboración que pudiera multiplicar el alcance de lo conseguido.

---

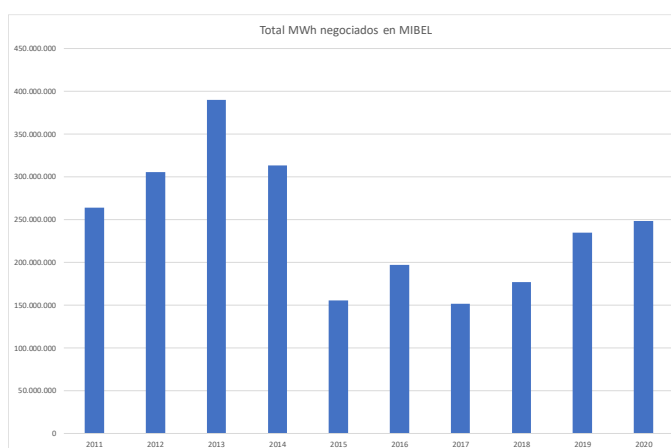
<sup>13</sup> En los primeros años en los que se impartieron los cursos, este mercado era un completo desconocido.

### 3 OTRAS MEDIDAS ENCAMINADAS A INCREMENTAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO DE ELECTRICIDAD EN MIBEL NO COMENTADAS EN EL ESTUDIO

#### 3.1 Hay que procurar mantener estabilidad regulatoria

El Consejo de Reguladores del MIBEL ha tenido siempre la amabilidad de invitar a BME CLEARING cuando ha querido pulsar la opinión sobre el mercado MIBEL. Siempre hemos comentado que lo primero que hay que hacer es **tener estabilidad regulatoria**.

Gráfico 1. Total MWh negociados en MIBEL



*Fuente: elaboración propia a partir de datos de Trayport y la CNMC*

En cuanto a volumen, claramente el año 2012 (305 TWh) y el año 2013 (390 TWh) son los años de mayor liquidez en MIBEL. Sin embargo, la decisión de la CNMC de no validar la subasta CESUR celebrada en diciembre de 2013 y la posterior del Gobierno de acabar súbitamente con las subastas, dio un golpe muy fuerte a la actividad a plazo del mercado MIBEL. Muchos agentes que tenían posición a plazo para venderla en la subasta CESUR de diciembre de 2013, y muy posiblemente en las previstas del 2014, se vieron obligados a deshacerse lo antes posible de dicha posición<sup>14</sup>, en ocasiones con fuertes pérdidas. Muchos agentes extranjeros, ante la rapidez y sorpresa de las decisiones de las autoridades españolas decidieron abandonar el mercado MIBEL<sup>15</sup>. Tenemos conocimiento directo de muchas compañías que no están dispuestas a arriesgarse a operar en España debido a esta inseguridad regulatoria en el ámbito de la energía. Estos participantes que se van, en su mayoría, no vuelven o es muy difícil recuperarlos

<sup>14</sup> Esto se ve claramente en la evolución de los volúmenes del 2014. Durante el primer semestre de 2014 el volumen negociado fue 174.496 GWh y durante el segundo semestre de 2014 el volumen negociado fue 112.953 GWh, un volumen parecido al del 2015.

<sup>15</sup> Esto se reconoce, aunque con un análisis un poco distinto, en la página 148 del Informe.

porque asignan un riesgo regulatorio/país al mercado MIBEL y es casi imposible quitar esta etiqueta. El daño reputacional es difícil remediarlo.

Las autoridades tienen que intentar garantizar una estabilidad regulatoria que dé confianza al mercado, sobre todo a plazo y, teniendo en cuenta que la negociación en derivados, a raíz del incremento de proyectos relacionados con parques de energías renovables y su financiación (los *PPA*, *power purchase agreements*), ha ampliado su horizonte temporal hasta los siguientes diez o más años, hacer los cambios regulatorios avisando con tiempo a los participantes. Deben considerar además que sus decisiones pueden afectar a los precios del mercado a plazo de los contratos con posición abierta para los próximos años.

### 3.2 Hay que copiar experiencias exitosas en otros países y en general equiparar lo máximo posible la regulación energética del MIBEL con la de otros países

En nuestra opinión para implementar medidas con alta probabilidad de éxito hay que analizar detenidamente las experiencias de países que han conseguido tener un mercado a plazo de electricidad más líquido que el nuestro, tratando de identificar aquellas que se pueden copiar o adaptar.

Gráfico 2: Volumen negociado a plazo en Francia (TWh)



*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Trayport.*

El gráfico 2 muestra que el mercado francés ha tenido un gran crecimiento desde los volúmenes reducidos que observó en 2012 y 2013 (de aproximadamente su consumo anual), alcanzando volúmenes superiores a dos veces su consumo anual. En cambio, como muestra el gráfico 1, el volumen español ha

tendido a decrecer. Sería interesante analizar qué medidas, si es que se tomaron algunas, tomaron las autoridades francesas para aumentar el volumen a plazo en su mercado, y hacer el mismo análisis en otros países. Una vez analizadas las medidas exitosas, si es que las hubo, se trataría de replicarlas.

En esta línea, pensamos que en el Estudio podrían haberse considerado otras experiencias europeas que hubieran añadido valor a la comparación internacional. Por ejemplo, el Reino Unido e Italia.

El caso del Reino Unido es especialmente interesante. OFGEM introdujo en 2014, bajo la Secure and Promote License (S&P), que en su origen afectaba a seis compañías (The BIG Six), una obligación de Market Maker (MMO). Tras fusiones, adquisiciones y retiradas del mercado en los años siguientes, estos seis MMO se redujeron y, tras varias consultas y consideraciones, OFGEM decidió retirar la obligación en noviembre de 2019. Actualmente está estudiando si introducir o no nuevas medidas y, si se introducen, de qué tipo (vg: MM obligatorios o mediante un proceso de subasta). La obligación, mientras estuvo vigente, se podía cumplir tanto en mercados OTC como en mercados organizados.

El caso de Italia resulta también interesante porque hay características regulatorias y estructurales en el mercado que parecen más semejantes al nuestro que las de los casos de Francia o Alemania. Por ejemplo, la cultura de los agentes y la integración vertical de los operadores dominantes (del operador dominante en el caso italiano). Parece interesante que en ambos mercados haya habido, en 2018 y 2019, un relevante incremento de liquidez en los contratos PPAs de largo plazo.

Finalmente, conviene analizar si determinados aspectos del mercado del contado pueden condicionar la negociación a plazo. Por ejemplo, es claro que la tarifa regulada resta liquidez al mercado a plazo ya que los comercializadores de último recurso no tienen la necesidad de hacer coberturas. Si únicamente pudiesen acogerse a la tarifa regulada personas con bajos recursos, la parte del consumo acogida actualmente en la tarifa regulada pero que no tienen bajos recursos, tendría que ir al mercado libre y eso tendría un efecto positivo en la liquidez del mercado a plazo. Adicionalmente, el sistema del Pool no es el habitual en Europa. Quizás conviene estudiar si esto tiene un efecto en la liquidez del mercado a plazo.

### 3.3 Hay que traer más energías renovables al MIBEL

Las energías renovables tienen la virtud de ayudar a luchar contra el cambio climático. Además, desde el punto de vista de la liquidez de los mercados a plazo, restan poder de mercado a los operadores dominantes, abaratan el coste del mercado diario y hacen aumentar la volatilidad de los precios en el mercado spot de electricidad. Esta última virtud es especialmente interesante para los mercados a plazo. Cuanta más volatilidad exista en un mercado, mayor será su liquidez.

### 3.4 Hay que intentar atraer nuevos participantes

Como ya hemos mencionado, las medidas de intervención en favor de la liquidez pueden, aunque pensamos que no siempre, favorecer la incorporación de nuevos entrantes, pero lo que es seguro, bajo cualquier circunstancia, es que la aparición de nuevos entrantes conduce siempre y necesariamente a una mayor liquidez en unos u otros segmentos del mercado. Por ello pensamos que, en estos momentos, dadas las características del MIBEL y los objetivos establecidos por el PV y por el PNIEC en particular,

aparecerá más liquidez si se facilita la incorporación de nuevos agentes, tanto por el lado de la generación (básicamente renovable) como por el lado de la demanda (autoprodutores, agregadores, gestores de almacenamiento, etc..) que mediante la implementación de medidas regulatorias específicas para forzar una mayor liquidez bajo la estructura y condiciones actuales del MIBEL. Creemos que resultará más efectiva una regulación mirando hacia el futuro (nuevas inversiones, nuevos contratos, nuevos agentes...) que mirando hacia el pasado (interviniendo para generar liquidez bajo antiguas condiciones del mercado).

### 3.5 Hay que fomentar las interconexiones con Francia

Las interconexiones con Francia pensamos que son fundamentales para la liquidez de los mercados a plazo, ya que traerán una mayor correlación con los mercados europeos. Bien es cierto que, según comenta el Estudio, esta correlación ya se está incrementando. Esta mayor correlación entre el precio a plazo de la electricidad española y el precio a plazo de la electricidad francesa y europea traerá por una parte actividades de arbitraje (que aumentarán la liquidez en ambos mercados) y por otra parte la posibilidad de que los agentes se cubran, de manera imperfecta, pero en un mercado más líquido, con los contratos a plazo europeos y especialmente franceses.

Como ya hemos comentado, el hecho de que Alemania tenga un sistema muy interconectado y en el centro de Europa, a diferencia del MIBEL, puede tener una influencia sobre las diferencias de liquidez de los mercados a plazo alemán y MIBEL mayor que la que pudiera tener el contar con un mix de generación relativamente similar. Tengamos en cuenta que los precios alemanes sirven como referencia y pueden utilizarse como subyacente para coberturas en diferentes mercados europeos (Austria, Países Bajos, Francia, Italia, Hungría y algún otro).

### 3.6 Otros aspectos

#### 3.6.1 Sobre la competencia en los servicios de mercado

Los servicios de mercado que prestan las plataformas de contratación y las entidades de contrapartida central son, por ejemplo, los de descubrimiento de precio mediante la reducción de spreads oferta-demanda en los mercados a plazo, transparencia en los procesos de formación de ofertas, demandas y precios, ejecución de contratos, liquidación, novación, gestión de garantías, compensación, concentración de liquidez mediante subastas, etc... La prestación de estos servicios conlleva unos costes que cuando se someten a las reglas de competencia ganan en eficiencia. Por eso pensamos que cualquier intervención pública para facilitar que estos servicios se presten en régimen de exclusividad deberían justificarse considerando las ganancias asociadas a la liquidez ganada y las pérdidas de eficiencia en la gestión de sus costes provocadas por esta exclusividad. En las condiciones actuales de liquidez del MIBEL, pensamos que favorecer a unos prestadores de servicios frente a otros carece de justificación desde el punto de vista de los costes y beneficios que provoca para el mercado en su conjunto. En todo caso, si la opción fuera por un proveedor de servicios de mercado o administrador en exclusiva, un proceso de subasta o concurso para identificar este, permitiría revelar los costes mínimos que en estos momentos se podrían obtener y reducir las pérdidas de eficiencia.

### 3.6.2 Sobre la transición ecológica y los mercados a plazo.

El Pacto Verde de la Unión Europea, anunciado en diciembre de 2019, y el Plan de Recuperación post Covid 19 (Presupuesto Largo Plazo + NextGenerationEU), finalmente aprobado en diciembre de 2020, van a suponer un marco de actuación muy diferente al existente en los mercados de energía en las últimas décadas. En coordinación con ellos, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español prevé para los próximos diez años inversiones de más de 240.000 millones de € destinadas básicamente a la eficiencia de edificios, generación mediante renovables y redes y electrificación.

España espera recibir unos 140.000 millones de €, la mitad en subvenciones directas entre 2021 y 2023, y el resto en créditos, bajo condiciones favorables en los próximos seis años. Estos fondos se movilizarán mediante los denominados Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) promovidos mediante colaboración público-privada.

Alcanzar estos objetivos va a requerir una movilización sin precedentes de recursos y capacidad de gestión que, en el caso de proyectos relacionados con la transición energética, afectarán a generadores, consumidores, entidades financieras y servicios de apoyo (consultoría, gestión de fondos, brokers, plataformas de mercado, entidades de contrapartida, etc...). Instrumentalmente este elevado volumen de inversión llegará a los mercados mediante créditos y subvenciones públicas, créditos del sector financiero y también, aunque en menor medida, mediante aportación de recursos propios. Toda esta financiación se orientará a inversiones en nuevos activos, a la organización de nuevas actividades y al uso de nuevas tecnologías aplicadas a los servicios energéticos. Los recursos financieros movilizados irán destinados a activos con un periodo de recuperación largo y sometidos a riesgos de mercado, de obsolescencia tecnológica y de incertidumbre regulatoria. Su sostenibilidad en el tiempo requerirá, además del suministro inicial de fondos para su puesta en marcha, algún tipo de aseguramiento o cobertura pública (vg: garantía sobre niveles de precio previamente determinados) para cubrir los riesgos de precio y obsolescencia a lo largo de la vida útil de los activos. Este apoyo público deberá ser compatible con el funcionamiento de los mercados financieros y a plazo, de manera que estos complementen los objetivos políticos y faciliten las decisiones eficientes de los agentes económicos.

BME CLEARING espera encontrar el marco regulatorio adecuado para que su experiencia acumulada durante más de treinta años, la estrecha colaboración mantenida con sus seis Miembros Compensadores, y el refuerzo en sus recursos propios y fondos de garantía puedan ponerse en valor en todo este proceso de transición y ofrecer sus servicios a lo largo de toda la curva y para todos los agentes, tradicionales y nuevos entrantes, interesados en cubrir sus riesgos de precio.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Por ejemplo, BME CLEARING está muy interesada en abrir un proceso de reflexión con sus Miembros Compensadores y Clientes para explorar las condiciones regulatorias e institucionales que permitirían extender el horizonte de la curva forward al que se ofrecen servicios de compensación hasta el Cal+10.

## 4 CONCLUSIONES – RESUMEN EJECUTIVO

- Estamos de acuerdo con el Estudio en que el mercado a plazo del MIBEL es pequeño comparado con otros países (véase el cuadro 1 en nuestro apartado 1.1).
- Al contrario de lo que dice el Estudio, la prima de riesgo del producto MIBEL es más pequeña que la alemana y francesa en el periodo 2014-2018 (véase el cuadro 3 en nuestro apartado 2.1). Esto puede indicar que el mercado MIBEL, aunque no es especialmente líquido, es igual de eficiente que otros mercados como el francés o el alemán.
- Aunque es laudable el intento de las autoridades de conseguir más liquidez en el mercado, hay que tener en cuenta que conseguir mayor liquidez mediante intervención en el mercado no siempre resulta eficiente. Es importante considerar los costes y beneficios para cada mercado y para cada tipo de intervención antes de decidir si intervenir o no y mediante qué herramientas o instrumentos.
- En particular, dada la liquidez, estructura y composición del mercado español y ante las necesidades de nuevos operadores, contratos y transacciones que la implantación del Pacto Verde europeo y el desarrollo del PNIEC van a demandar de los mercados de electricidad y gas en los próximos años, nos parece más adecuado concentrarse en que los mercados a plazo faciliten la incorporación de los nuevos entrantes que promover de nuevo medidas cuya efectividad está lejos de conocerse con precisión. La estabilidad regulatoria, en lo que afecta a los mercados a plazo, nos parece fundamental para ello.
- En todo caso, si el Consejo de Reguladores decidiera intervenir en el mercado mediante medidas de fomento a la liquidez, pensamos que concentrar estas medidas en una única plataforma o en una única entidad puede añadir menos beneficios al conjunto del mercado que los costes que genere. Opinamos que la competencia en la prestación de estos servicios o, cuando resulte conveniente, la realización de concursos para asignar el prestador (p.ej. para la organización de subastas para renovables, para la gestión de garantías o los servicios de clearing) mediante un proceso de subastas o tendering sería lo más conveniente.
- En línea con lo anterior y en el caso de intervenir para obligar a prestar el servicio como MMs a determinados agentes, regulando sus parámetros (spreads máximos, compensación por costes incurridos, normas para retirada ante movimientos rápidos de precio, etc...), pensamos que favorecer a una plataforma frente a las demás para concentrar la mayor liquidez en esa plataforma, dada la preferencia de los operadores por las transacciones en las plataformas OTC de los brokers, provocará unas ganancias en liquidez, transparencia y eficiencia en precios que serían relativamente escasas y no llegarían a compensar los costes que provoca. Por esto, opinamos que los MMs deberían ser voluntarios. En caso de ser obligatorios, esta obligación se debería poder cumplir en cualquier plataforma o mercado, incluyendo los brokers del mercado OTC<sup>17</sup>.
- Asimismo, en el caso de que existiera un programa obligatorio de market makers, los agentes que cruzasen con los MMOs, como consecuencia de dicho programa, deben poder elegir la CCP en la que registrar la operación. Esta actuación llevará a una mejor gestión de garantías de los agentes y

<sup>17</sup> Para un análisis más detallado véase el apartado 2.2 de esta respuesta a la Consulta.



a una competencia entre las CCP que será buena para ellos. A la vez no se provocaría una discriminación entre las CCP que compiten para el mercado MIBEL<sup>18</sup>.

- Es importante no tomar medidas que adolezcan de problemas de competencia y/o que puedan ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea.
- No creemos que se requieran medidas especiales para promover mecanismos de subastas tipo VPPs. Como demostraron estas subastas en su día y las subastas CESUR, se pueden provocar efectos perversos que finalmente lleven a realidades muy distintas a las pretendidas (véase el apartado 2.3).
- Tampoco creemos en mecanismos eficaces para la agregación de pequeños agentes a efectos de garantías, o mecanismos orientados a la promoción de renovables, diferentes a los ya existentes (aunque algunos se encuentren en período de desarrollo e implementación).
- BME CLEARING ha logrado traer al mercado a plazo MIBEL a muchos agentes pequeños. En nuestra opinión, los agentes pequeños pueden acceder al mercado MIBEL y las autoridades deben dejar competir a las tres CCP que atienden dicho mercado<sup>19</sup>.
- La formación debe jugar un papel fundamental en la reducción de costes de transacción, implementación de la nueva regulación e incorporación de nuevos agentes y contratos. El grupo BME tiene una gran experiencia en cursos dirigidos a nuevas entidades para que accedan al mercado MIBEL y estaría encantado en colaborar con el Consejo de Reguladores del MIBEL para seguir dando este tipo de formación (véase el apartado 2.6).
- Asimismo, consideramos que mantener en el tiempo estabilidad regulatoria sería la manera más eficaz de contribuir a mejorar la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL, haciendo los cambios regulatorios imprescindibles con tiempo suficiente (predictibilidad) para adaptar las posiciones de todos los agentes con las menores pérdidas posibles, a la vez que tender a eliminar las particularidades españolas para asemejar lo máximo posible la regulación española a la europea, copiar medidas exitosas para aumentar la liquidez a plazo ya experimentadas en otros países, y evitar al mismo tiempo medidas que se hayan adoptado en otros países y cuyo éxito no esté claro y, sobre todo, fomentar las energías renovables en MIBEL, la participación activa de la demanda y seguir aumentando las interconexiones con Francia<sup>20</sup>.

---

<sup>18</sup> De nuevo, véase el apartado 2.2.

<sup>19</sup> Véase el apartado 2.5.

<sup>20</sup> Todo esto se explica con más detalle en la sección 3 de esta respuesta a la Consulta.



Tramontana, 2 bis  
28231 Las Rozas (Madrid)  
[www.bmeclearing.es](http://www.bmeclearing.es)



---

Plaza de la Lealtad,1  
Palacio de la Bolsa  
28014 Madrid  
[www.bolsasymercados.es](http://www.bolsasymercados.es)

