

29 / enero / 2021

---

**Comentarios a la  
consulta pública del  
Consejo de Reguladores  
del MIBEL sobre  
posibles medidas para  
mejorar la liquidez de los  
mercados a  
plazo del MIBEL**

## ÍNDICE<sup>1</sup>

---

Resumen ejecutivo .....	3
1. Liquidez del mercado .....	5
2. Papel de los creadores de mercado ( <i>market makers</i> ) en los contratos.....	6
3. Subastas Grupos Integrados .....	7
4. Mecanismos específicamente orientados a renovables .....	8
5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño.....	9
6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo .....	11
7. Comentarios sobre el informe del CR MIBEL 2013-2018 .....	11

---

<sup>1</sup> En este documento se presentan los comentarios de IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA, SAU a la *Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL*, abierta desde el 22 de diciembre de 2020 hasta el 29 de enero de 2021 con número de expediente **INF/DE/016/20**.  
<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/consulta-publica-mibel>  
[https://www.mibel.com/es/home\\_es/](https://www.mibel.com/es/home_es/)

## Resumen ejecutivo

---

Valoramos positivamente la iniciativa del Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL) de evaluar periódicamente los mercados de su competencia y reflexionar sobre las eventuales mejoras que puedan necesitar.

La presente consulta de enero de 2021 tiene como origen el informe que el CR MIBEL publicó en julio de 2019, con un análisis del periodo 2013-2018. Desde ese estudio ha habido acontecimientos regulatorios relevantes en torno a la necesidad de adoptar medidas para acelerar la descarbonización, a nivel mundial, europeo y nacional. Al final de este documento añadimos un apartado adicional con algunos comentarios sobre el informe y el contexto actual.

Respecto a las preguntas planteadas en la consulta, resumimos a continuación nuestras aportaciones:

- Creemos que **la situación actual del mercado de plazo en el MIBEL deriva fundamentalmente de las decisiones regulatorias tomadas desde 2008 hasta la actualidad**, que generan inseguridad en los agentes y desincentivan la participación. Consideramos que **posibles medidas de inyección de liquidez, aunque sea en estudio, lanzan ya un mensaje de intervención a los agentes**, tal y como se ha observado en el pasado, con el consiguiente impacto negativo sobre la liquidez que se pretende fomentar.
- Algunas medidas regulatorias actuales, tales como **subastas para la generación renovable (que proporcionan cobertura a los generadores), impuestos referenciados al precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico) o la indexación de la tarifa regulada al mercado spot** se traduce en un desincentivo o una menor necesidad de la utilización de los mercados a plazo tanto del lado de la compra como de la venta y en la eventual salida del mercado de entidades financieras y fondos.
- Actualmente todos los participantes en el mercado, independientemente de su tamaño, consiguen un **grado satisfactorio de cobertura entre actividades a través de los Power Purchase Agreements (PPAs)**. La integración vertical no debería ser un elemento de decisión para evaluar posibles medidas en este momento. Cualquier medida que se valore en el futuro no puede lanzar una señal expropiatoria de tipo administrativo al mercado, teniendo en cuenta además que las empresas compiten entre sí en el mercado interior europeo.
- Creemos que **la regulación aplicable sobre operadores dominantes en el ámbito MIBEL está obsoleta, por lo que debería eliminarse**. Las medidas que cada regulador pudiera querer adoptar han de valorarse sobre la base de indicadores rigurosos y comparativas exhaustivas con el grado de competencia en otros países europeos, evaluarse periódicamente y articularse dentro del marco normativo de política de competencia, tanto nacional como europeo, y de acuerdo con los poderes conferidos a cada regulador.
- **Las tarifas reguladas han de orientarse sólo a los clientes vulnerables**, en línea con el artículo 5 de la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*. Esta tipología de clientes **no debería estar expuesta a la volatilidad de los precios del spot**.

- La actividad de *market making* ha de ser voluntaria, y ha de contratarse por los diferentes *market venues* que operan en competencia, si el mercado obtiene un beneficio superior al coste que supone contratar al agente *market maker*.
- Para una correcta formación de precios y evitar distorsiones debe haber “**tolerancia regulatoria y política**” a la volatilidad en todos los plazos de entrega, en línea con los fundamentos del diseño de mercado europeo. Los mercados a plazo son, de hecho, la herramienta más adecuada para mitigar los riesgos asociados a la mayor volatilidad del mercado spot. Los agentes, tanto del sector como entidades más ajenas, conocen ese entorno en otros mercados comparables y perciben los sucesivos cambios regulatorios e intervenciones como un riesgo no gestionable.
- Ligado a esta cuestión, pensamos que el CR MIBEL podría adoptar **medidas para alinear todavía más los mercados diario e intradiario del MIBEL a las prácticas europeas**. En particular, mayor flexibilidad de oferta, adaptada a la transición energética, y eliminar las obligaciones de oferta.

## 1. Liquidez del mercado

Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

La participación de los agentes en el mercado a plazo, tanto del lado de la compra como de la venta, depende fundamentalmente de sus necesidades de cobertura y del contexto de los mercados. En el caso del sector eléctrico, la certidumbre regulatoria y sin intervenciones juega también un papel relevante. De la coyuntura y las perspectivas futuras deriva un mercado creciente y dinámico de PPAs en España, tal y como las cifras y anuncios recientes demuestran<sup>2</sup>.

Algunas medidas regulatorias actuales, tales como **subastas para la generación renovable (que proporcionan cobertura a los generadores), impuestos referenciados al precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico) o la indexación de la tarifa regulada al mercado spot** se traduce en un desincentivo o una menor necesidad de la utilización de los mercados a plazo tanto del lado de la compra como de la venta y en la eventual salida del mercado de entidades financieras y fondos.

En este contexto, creemos que **la situación actual del mercado de plazo en el MIBEL deriva fundamentalmente de las decisiones regulatorias tomadas desde 2008 hasta la actualidad**, que generan inseguridad en los agentes y desincentivan la participación. Por tanto, consideramos que **posibles medidas de inyección de liquidez no irían a la raíz del problema, sino que superpondrían una nueva capa de intervención. En este sentido, aunque dichas medidas estén sólo en estudio, lanzan ya un mensaje de intervención a los agentes**, tal y como se ha observado en el pasado, con el consiguiente impacto negativo sobre la liquidez que se pretende fomentar.

En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?

La cobertura entre actividades se está produciendo de manera natural a través de los PPAs, tanto físicos como financieros, como se ha comentado en la pregunta anterior.

**La contratación a plazo de todo tipo es una herramienta fundamental al alcance de todos los intervinientes, presente en la Ley del Sector Eléctrico** (Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y en el Convenio MIBEL<sup>3</sup>. La negociación en los mercados a plazo organizados es sólo una de las herramientas de cobertura que un sector eléctrico maduro como el español tiene en su mano. De hecho, todas las modalidades de mercado a plazo (incluyendo los PPAs) están conectadas por la posibilidad de arbitrar entre ellas. Esto hace que el mercado a plazo, pese a sus distintas modalidades, sea de hecho tan sólo uno. Así, a efectos de la liquidez del mercado, es irrelevante en cuál de ellas se producen las transacciones. Forzar a que las transacciones se produzcan en una u otra modalidad de contratación no modificará la liquidez conjunta del mercado.

<sup>2</sup> <https://www.pv-tech.org/news/pexapark-european-ppas-to-exceed-10gw-capacity-in-2021>

<sup>3</sup> Art. 6 <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a6>

En este sentido, **la nominación física de contratos a plazo es una herramienta meramente facilitadora del proceso de entrega y liquidación de la energía** sin impacto financiero en los agentes ni sobre la liquidez del mercado a plazo en su conjunto. Los mercados spot (organizado y bilateral) son una herramienta de ajustes y el vehículo para el despacho técnico-económico de todos los recursos disponibles, tal y como se diseña en normativa europea y está instaurado en mercados centroeuropeos.

Ligado a esta cuestión, pensamos que el CR MIBEL podría adoptar **medidas para alinear todavía más los mercados diario e intradiario del MIBEL a las prácticas europeas**. En particular:

- **Mayor flexibilidad de oferta, adaptada a la transición energética.** Es decir, formatos de oferta centroeuropeos al alcance de todos los recursos, incluyendo almacenamiento e hibridación, así como nominación directa a los operadores del sistema del resultado agregado de los mercados spot organizados.
- **Eliminar las obligaciones de oferta**, como la ligada al volumen de generación comprometida en bilateral, en consonancia con un modelo spot de ajustes.
- **Eliminación de la exposición a la volatilidad spot en las tarifas reguladas**, que además han de estar destinadas sólo a los consumidores vulnerables.

## 2. Papel de los creadores de mercado (*market makers*) en los contratos

¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

La actividad de *market making* es una **herramienta que debe ser utilizada por los *market venues* que actúan en competencia, para desarrollar su negocio atrayendo la liquidez**.

Por otro lado, la actividad en los contratos de mayor plazo ha de analizarse cuidadosamente, porque puede introducir un mayor **riesgo de contrapartida en la cámara de compensación**. Las garantías depositadas por los agentes se valoran basadas en precios de productos que por su naturaleza son menos líquidos y, por tanto, cuya volatilidad es difícil estimar.

¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

Son los *market venues* quienes tienen a su alcance esta herramienta y pueden evaluar mejor los beneficios incrementales que supondría contratar el servicio (con mayor o menor intensidad), valorando adecuadamente el coste incurrido.

¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Ver respuestas a preguntas anteriores en este bloque.

¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

Debería ser una **actividad abierta a cualquier tipo de agente**, siempre que cumpla con los requisitos técnicos y económicos necesarios para desarrollar dicha actividad.

¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

El marco contractual del *market making* lo determinará, y el proceso competitivo para la selección arrojará el precio que incorpora las medidas reflejadas en dicho marco contractual.

Entendemos que deben ser las *market venues* en libre competencia quienes determinen los beneficios que esperan de dicha actividad. Es decir, en el caso de que el beneficio esperado por una mayor negociación sea superior al coste de contratación de la figura del creador de mercado, **serán las propias *market venues* quienes acuerden con los agentes tanto los requisitos de la figura de creador de mercado como la compensación económica por la prestación del servicio.**

¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

No. Ver respuestas a preguntas anteriores en este bloque.

En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

N/A.

### 3. Subastas Grupos Integrados

¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

**El mercado eléctrico español ha alcanzado niveles de madurez y convergencia europea muy elevados, tanto a nivel mayorista como minorista**, tal y como reflejan los informes de supervisión regulares de la CNMC<sup>4</sup>.

Creemos que **el mecanismo de emisiones primarias de energía es un marco de actuación obsoleto**<sup>5</sup>. Se implantó en un contexto de promoción de entrada de nuevos agentes que hoy está superado, con decenas de operadores de todo tipo y nacionalidad activos en el mercado, o adquiriendo carteras de clientes y activos. Se podría aplicar actualmente en el marco de políticas de competencia en situaciones muy particulares<sup>6</sup> o en mercados inmaduros que están enfrentándose a un proceso de liberalización, y teniendo siempre en cuenta que las empresas compiten entre sí en el mercado interior europeo. De otro modo tendría una **característica expropiatoria de tipo administrativo** difícilmente justificable. Por otro lado, desconocemos cuáles serían los mecanismos del lado portugués para evaluar una medida coherente dentro del CR MIBEL, ya que a priori la asignación de competencias es distinta que en España, más allá del Convenio MIBEL.

<sup>4</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#supervision>

<sup>5</sup> Disposición adicional octava de la Ley del Sector Eléctrico.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645#daoctava>

Art. 7 ter del Convenio MIBEL: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a7ter>

<sup>6</sup> Fusiones, adquisiciones o caso de Francia, con el mecanismo ARENH y su reforma en curso en el contexto del rediseño societario de una empresa con control estatal como EDF.

Queremos aprovechar la oportunidad para plantear dos cuestiones respecto a la aplicación de otras medidas regulatorias en España con relación a la política de competencia:

- Creemos que **la regulación aplicable sobre operadores dominantes en el ámbito MIBEL está obsoleta<sup>7</sup>, por lo que debería eliminarse**. Las medidas que cada regulador pudiera querer adoptar han de valorarse sobre la base de indicadores rigurosos y comparativas exhaustivas con el grado de competencia en otros países europeos, evaluarse periódicamente y articularse dentro del marco normativo de política de competencia, tanto nacional como europeo, y de acuerdo con los poderes conferidos a cada regulador.
- **Las tarifas reguladas han de orientarse sólo a los clientes vulnerables**, en línea con la el artículo 5 de la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE<sup>8</sup>*. Esta tipología de clientes **no debería estar expuesta a la volatilidad de los precios del spot**.

En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?

N/A

¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

N/A

#### 4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

¿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<sup>(\*)</sup>, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

(\*) En este contexto, se consideran tecnologías que, como resultado de su evolución, presentan una estructura de costes capaz de competir en el mercado con las demás tecnologías más desarrolladas.

No se entiende la medida propuesta, puesto que **las subastas actuales están diseñadas recientemente por los Gobiernos respectivos**, considerando también la cuestión tecnológica que se menciona, y de acuerdo con el marco general europeo de este tipo de subastas. **Un solape de medidas sería inconsistente y, desde luego, no deseable**, por lo comentado en el bloque de preguntas nº 1 sobre **las intervenciones regulatorias y su efecto en las señales del mercado**.

Igualmente, del lado de la compra en España, **el Estatuto del Consumidor Electrointensivo** recientemente aprobado (Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre) articula un fomento de la contratación a plazo que puede arrojar interesantes beneficios para ambas partes de los acuerdos bilaterales que se concluyan. **No creemos conveniente cualquier iniciativa de tutela regulatoria del mecanismo de**

<sup>7</sup> Art. 7 bis del Convenio MIBEL <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a7bis>

<sup>8</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

**contratación a plazo allí previsto**, cuando acaba de despegar. Puede inducir desequilibrios de base y restar incentivos a innovar en las formas de contratación en un mercado que, como se ha mencionado, ya tiene de por sí una fuerte predisposición frente a los PPAs.

En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:

- ¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?
- Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?
- En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

N/A

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

¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

**Cualquier agente ya está accediendo o puede acceder al mercado a plazo, cada uno de acuerdo con sus características, evaluación de riesgos y necesidades de cobertura, disponiendo de los productos y servicios de intermediación disponibles, siempre teniendo en cuenta su carácter mayorista.** En cualquier caso, cada agente debe tener en cuenta los umbrales aplicables en la regulación financiera y las obligaciones que se desencadenan por superar los mismos.

¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

Los *trading venues* en competencia ya han introducido medidas de este tipo (menor *tick size*, diferentes productos) y consideramos que pueden seguir haciéndolo, si lo consideran conveniente. Desde nuestro punto de vista consideramos que **el tamaño actual de los contratos estándar es adecuado y está en línea con los mercados europeos de ámbito mayorista** (lotes de 1 MW).

¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

La figura del agregador independiente tiene un papel reflejado en la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*.

En España, tras introducción de la figura en la Ley del Sector Eléctrico en 2020<sup>9</sup>, se va a reformar la normativa española durante este año 2021 para su incorporación efectiva al mercado, concretamente en el de servicios de ajuste, dado que los mercados que

<sup>9</sup> Mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

gestionan estos servicios es donde pueden tener un rol más definido. Entendemos que la situación en Portugal es similar.

A este respecto, aprovechamos para trasladar de nuevo la necesidad de que los servicios de ajuste que se reformen, o los nuevos que se definan, han de diseñarse de acuerdo con un régimen contractual, y ser adjudicado en condiciones de mercado, de acuerdo a la normativa europea. De este modo, se lanzarán las señales de inversión adecuadas para todo tipo de proveedores y se reducirá la incertidumbre regulatoria.

Respecto a la figura legal del agregador independiente en sí, **antes de su incorporación efectiva en el mercado será fundamental desarrollar un esquema de derechos y obligaciones adecuado, igual que el resto de actividades y sin discriminaciones, para evitar un despliegue no consistente**, tal y como la CNMC manifestó recientemente en su informe sobre el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética<sup>10</sup>.

¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?

Como hemos comentado en la pregunta anterior, pensamos que la figura de agregador independiente está más orientada a extraer valor de las flexibilidades de pequeños recursos, labor que también puede hacer el comercializador.

En principio, la actividad de agregador independiente no estaría ligada al mercado a plazo, en coherencia con no tener relación con el suministro. Más bien **juega un papel dinamizador en el mercado de servicios de operación en la red de transporte y de distribución**.

En cualquier caso, si los agregadores independientes quisieran hacer uso de las herramientas de contratación a plazo, podrán hacerlo, como cualquier otro agente, teniendo en cuenta lo comentado anteriormente en este bloque de preguntas. En particular, por su lado tendría que evaluar el valor generado en el plazo agregando contratos, cuando los lotes ya de por sí son muy bajos (1 MW).

¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

En el mercado a plazo los indicadores relevantes interrelacionados son tanto la liquidez como la volatilidad, por lo que ha de haber **“tolerancia regulatoria y política” a la volatilidad en todos los plazos de entrega**, en línea con los fundamentos del diseño de mercado europeo.

Los mercados a plazo son, de hecho, la herramienta adecuada para mitigar la volatilidad en el spot. **Los agentes, tanto del sector como entidades más ajenas (como son las instituciones financieras, por ejemplo), conocen ese entorno en otros mercados comparables** y perciben los sucesivos cambios regulatorios e intervenciones como un

---

<sup>10</sup> IPN/CNMC/004/20 <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00420>, páginas 32 a 34.

riesgo no gestionable. Estos riesgos no gestionables ahuyentan a los agentes ajenos al sector.

## 6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

La labor de divulgación en todo momento es muy útil, por lo que siempre valoramos de manera muy positiva este tipo de medidas.

¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

En general, estos últimos años ha sido complejo gestionar la **regulación financiera** aplicable a entidades que desarrollan su actividad en los mercados a plazo para fines de cobertura de riesgos en sus negocios. También ha de entenderse que **los mercados a plazo se configuran en el ámbito mayorista, con las ventajas e inconvenientes que ello conlleva.**

## 7. Comentarios sobre el informe del CR MIBEL 2013-2018

El informe del CR MIBEL de julio 2019 fue un ejercicio interesante. Desde ese estudio ha habido acontecimientos regulatorios relevantes en torno a la necesidad de adoptar medidas para acelerar la descarbonización, por lo que puede ser conveniente no sacar conclusiones sin actualizar el estudio, ampliando el periodo temporal a 2013-2018, y actualizarlo de manera regular.

Aprovechamos esta consulta para trasladar comentarios al mismo:

- En los factores explicativos de tipo regulatorio, sería necesario mencionar los impuestos referenciados el precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico), que retira generación disponible para venta a plazo.
- Respecto a la prima de riesgo ex post en España (diferencial spot vs cierre del M+1) que se calcula en el informe mediante análisis propios de regresión múltiple en el periodo 2010-2018, se concluye en un descuento del spot español frente al plazo del -6% frente al -3,7% de Francia y -2,8% de Alemania. Según el informe, esto provocaría que los participantes tengan poco incentivo a comprar a plazo, lo que retira volumen del mercado. Creemos que, en los últimos años esta tendencia no se observa, lo que además podría relacionarse con mayor estabilidad regulatoria.
- Respecto a la asimetría (positiva) de precios spot de Francia, se puede añadir como factor la elevada demanda eléctrica de calefacción, además del efecto de la nuclear, junto con menor renovable.

Respecto al efecto en el plazo de los mecanismos regulados, **el esquema de apoyo del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (régimen de retribución específica) no generaría un incentivo a participar en el plazo, aunque se integra en el spot de acuerdo a su señal de precio**, tal y como la CNMC señaló en su informe (pág. 150) *“...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 reflejado en una mayor participación de este tipo de generación en los mercados a plazo.”*

Además, **creemos que el nuevo esquema REER (Régimen Económico de Energías Renovables) no encuentra su encaje consistente ni en el mercado spot ni en el plazo.** Un contrato por diferencias como el regulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre introduce distorsiones en el mercado spot, del lado de la venta, pero también del lado de la adquisición, por la repercusión de la liquidación de los contratos. Adicionalmente, dificulta la financiación híbrida de las instalaciones a través de esquemas de participación en el mercado, ya que restringe la contratación bilateral y regula una exposición al spot dentro del régimen que podría gestionarse de manera autónoma por las instalaciones. En cambio, podría haberse optado por un modelo de apoyo más reducido (por parte de la energía de un proyecto, consiguiendo así un efecto multiplicador) y dejando que los adjudicatarios capturaran el valor de los mercados por encima de un precio de referencia. Estos aspectos y otros tantos fueron tratados en el informe sobre el proyecto de real decreto que realizó la CNMC<sup>11</sup>, en el que se sugirió, por ejemplo, un esquema alternativo de apoyo basado en el plazo.

**Teniendo en cuenta los planes de aplicación del REER tan ambiciosos** en los próximos años, a partir de 2022-23 se incorporarán contingentes de instalaciones cuyo efecto en el mercado spot y de plazo **será interesante monitorizar por parte del CR MIBEL**, más allá del efecto de ciertas medidas mitigadoras implementadas en el spot, tal y como es exigido por la normativa Europea (sensibilidad ante precios negativos).

---

<sup>11</sup> [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3086911\\_0.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3086911_0.pdf)