

**Respuesta de Endesa 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**



29 de enero de 2021



ÍNDICE

| | | |
|----|--|----|
| 1. | Resumen ejecutivo | 1 |
| 2. | Liquidez del mercado | 2 |
| 3. | Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos..... | 6 |
| 4. | Subastas grupos integrados..... | 8 |
| 5. | Mecanismos específicamente orientados a renovables | 10 |
| 6. | Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño | 14 |
| 7. | Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo | 16 |

1. Resumen ejecutivo

Endesa considera que el mercado a plazo de electricidad es un instrumento más de cobertura de riesgos al igual que otros mecanismos como la contratación bilateral física, el desarrollo de capacidad de generación para respaldar la actividad de comercialización o la contratación en los mercados de commodities (gas y CO₂) para replicar el precio de mercado.

La estabilidad regulatoria resulta fundamental para que los agentes puedan adquirir la confianza necesaria en el mercado a plazo para cubrir sus posiciones a partir de unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias inesperadas.

La prima de riesgo ex post en España es inferior a la de Alemania y Francia en los últimos 24 meses reportados por la CNMC (agosto 2018 – agosto 2020). Concretamente, el promedio de la prima de riesgo ex post en España es de 0,92 €/MWh mientras que en Alemania y Francia es de 2,47 €/MWh y 2,55 €/MWh respectivamente. El hecho de que algunos indicadores de liquidez, como el ratio entre el volumen negociado y la demanda de electricidad (churn rate) sean inferiores a los de Alemania y Francia no ha sido obstáculo para la entrada en el mercado de más de 300 comercializadores (actividad propensa a recurrir a mecanismos de cobertura del precio de venta a los clientes).

No se puede considerar que la contratación bilateral física que realizan los grupos verticalmente integrados reduce la liquidez del mercado a plazo. Se trata de agentes que han optado por la cobertura natural entre generación y comercialización a base de realizar las inversiones necesarias en ambas actividades y que recurren a los mercados a plazo para realizar la cobertura de su posición neta. Cualquier medida que tratase de impedir esta contratación bilateral física sería una nueva intervención en el mercado que generaría inestabilidad regulatoria y terminaría por afectar al propio mercado a plazo. Además, sería necesario también extender la intervención al mercado a plazo para impedir que estos agentes realizaran aquí la cobertura de sus activos.

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria. Endesa mantiene una posición corta en el mercado, por lo que la obligación de participar como vendedor en las emisiones primarias supone privarle de la capacidad de disponer libremente en el mercado de la potencia de generación de su propiedad, lo cual altera su posición en el mercado. No existen precedentes en Europa en cuanto al uso de esta medida para incrementar la liquidez de los mercados a plazo. Una intervención de este tipo ya fue implementada en el pasado con el fin principal de reducir el nivel de concentración en el mercado y, de forma secundaria, aumentar la contratación a plazo. La medida, objeto de varios litigios en los tribunales, se saldó con sentencias posteriores de anulación de cinco de las siete sesiones de emisiones primarias de energía y supone un claro ejemplo de una elevada incertidumbre regulatoria que en nada contribuye a la estabilidad del sistema. Actualmente, los índices de concentración en el mercado español no suponen un problema que haya sido puesto de manifiesto por la CNMC en sus informes de supervisión del mercado mayorista.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables, se proponen dos medidas de aplicación a RECORE y REER. Ambas tienen en común el uso del precio del mercado a plazo como referencia de liquidación y están en línea con lo comentado por la CNMC en su informe al Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

2. 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 liquidez del mercado es uno de los indicadores clave del buen funcionamiento del mercado de la electricidad. Se puede considerar que un mercado eléctrico es suficientemente líquido si un número significativo de participantes en el mercado puede vender y comprar productos en grandes cantidades, rápidamente, sin afectar significativamente los precios y sin incurrir en costes de transacción significativos.

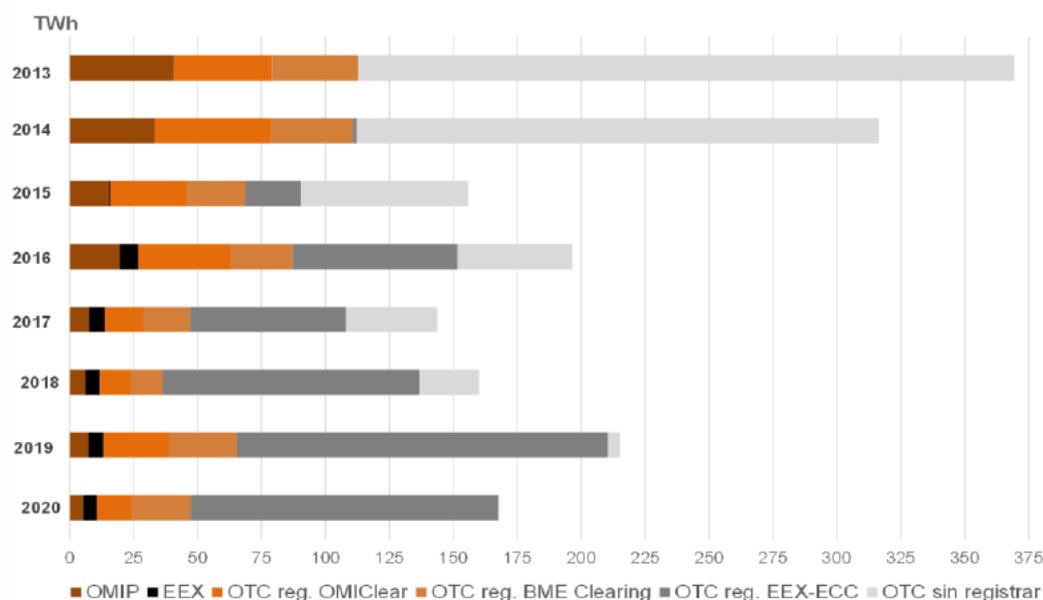
La estabilidad regulatoria resulta fundamental para que los agentes puedan adquirir la confianza necesaria en el mercado a plazo para cubrir sus posiciones a partir de unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias inesperadas.

El desarrollo del mercado a plazo español se ha visto afectado en el pasado por fuertes intervenciones como la minoración de los ingresos de la actividad de generación por los derechos de CO₂ asignados de forma gratuita, las emisiones primarias impuestas a Endesa e Iberdrola, las subastas CESUR, los impuestos de la Ley 15/2012, entre otras.

El hecho de que algunos indicadores de liquidez, como el ratio entre el volumen negociado y la demanda de electricidad (churn factor) sean inferiores a las de otros países, significa que los agentes han elegido otros medios de cobertura de sus riesgos diferentes a los mercados a plazo (contratación bilateral física, desarrollo de capacidad de generación como respaldo a las ventas en comercialización, cobertura a través de contratos a plazo de gas y CO₂, etc.).

No obstante, hay que indicar que el volumen que se negocia anualmente en los mercados a plazo ha tenido un crecimiento continuado desde 2017. Así se observa en el gráfico del último *"Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Agosto 2020)"*. Según la información de Endesa el volumen negociado en 2020 habría alcanzado los 234 TWh, con lo que el crecimiento anual del volumen negociado en los últimos tres años es del orden del 14%.

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



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

Unos niveles del churn rate inferiores a la unidad en los últimos años, por ejemplo, no han sido obstáculo para la entrada de nuevos agentes comercializadores. A 31 de diciembre de 2019 operaban en España 333 comercializadores activos en el mercado libre: 324 en el segmento doméstico, 318 en el segmento pymes y 181 en el segmento industrial (315 comercializadores activos en 2018: 303 en el segmento doméstico, 301 en el segmento pymes y 176 en el segmento industrial).

Gráfico 1. Cuota de energía suministrada en todo el mercado por grupo de comercialización

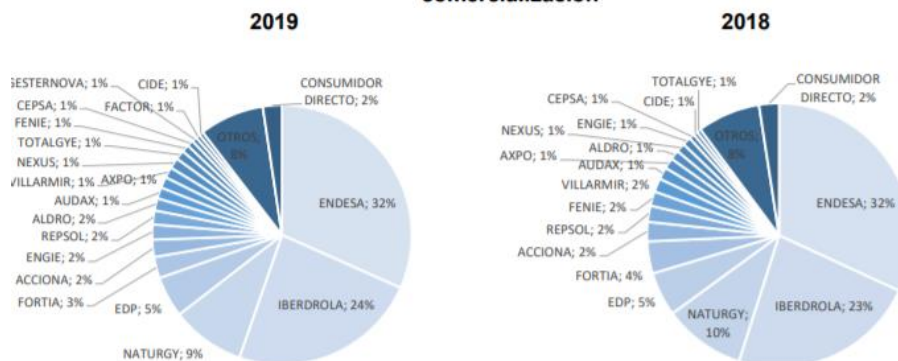
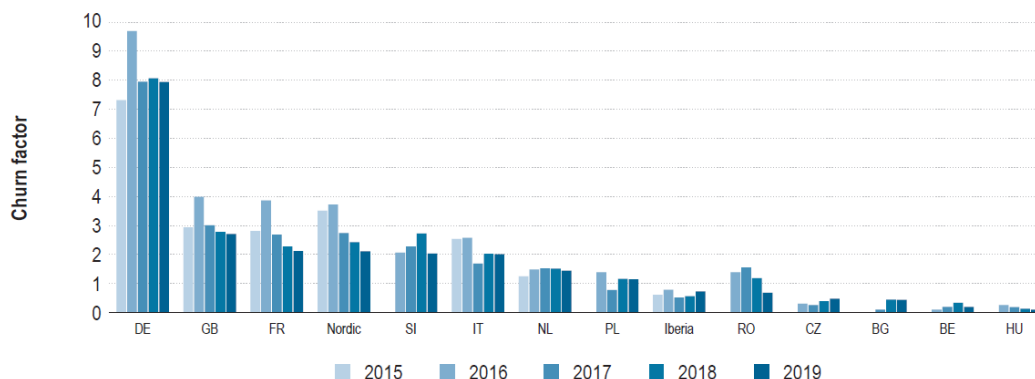


Figure 15: Churn factors in major European forward markets – 2015–2019



Source: Volumes from European Power Trading 2020 report, © Prospex Research Ltd and NRAs, and demand from the ENTSO-E Transparency Platform and Eurostat (see footnote 36 in Section 2.1).

Por otro lado, a pesar de las diferencias en la prima de riesgo entre el mercado a plazo en España y los de Alemania y Francia, que resalta la CNMC en su “*Estudio sobre la comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único*”, de Julio 2019, lo cierto es que esas diferencias han desaparecido en los últimos dos años según se puede constatar en el último “*Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Agosto 2020)*”.

Tal y como se puede apreciar, la prima de riesgo en España es la más baja de los tres países objeto del estudio en los últimos 24 meses del periodo comprendido entre agosto 2018 y agosto 2020.

Excluyendo el último trimestre de 2019, para el que la CNMC no ha incluido la cotización del producto carga base con subyacente el precio spot alemán, el promedio de la prima de riesgo ex post en España es de 0,92 €/MWh mientras que en Alemania y Francia es de 2,47 €/MWh y 2,55 €/MWh respectivamente.

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

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de agosto de 2018 a agosto de 2020, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

| Producto | España | | | Alemania | | | Francia | | |
|----------|--|---|-------------------------|---|--|-------------------------|--|---|-------------------------|
| | Cotización carga base con subyacente precio spot español | Precio medio spot español durante el periodo de liquidación | Prima de riesgo ex post | Cotización carga base con subyacente precio spot alemán | Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación | Prima de riesgo ex post | Cotización carga base con subyacente precio spot francés | Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación | Prima de riesgo ex post |
| ago-18 | 63,50 | 64,33 | -0,83 | 51,10 | 56,19 | -5,09 | 51,59 | 58,40 | -6,81 |
| sep-18 | 68,60 | 71,27 | -2,67 | 59,33 | 54,83 | 4,50 | 63,88 | 61,97 | 1,91 |
| oct-18 | 69,50 | 65,08 | 4,42 | 55,96 | 53,11 | 2,85 | 68,33 | 65,63 | 2,70 |
| nov-18 | 62,30 | 61,97 | 0,33 | 57,09 | 56,68 | 0,41 | 66,35 | 67,80 | -1,45 |
| dic-18 | 60,95 | 61,81 | -0,86 | 51,05 | 48,13 | 2,92 | 61,24 | 54,90 | 6,34 |
| ene-19 | 63,98 | 61,99 | 1,99 | 58,63 | 49,39 | 9,24 | 72,59 | 61,16 | 11,43 |
| feb-19 | 59,25 | 54,01 | 5,24 | 54,14 | 42,82 | 11,32 | 60,24 | 46,62 | 13,62 |
| mar-19 | 47,95 | 48,82 | -0,87 | 38,54 | 30,63 | 7,91 | 41,92 | 33,86 | 8,06 |
| abr-19 | 47,50 | 50,41 | -2,91 | 35,90 | 36,96 | -1,06 | 36,56 | 38,08 | -1,52 |
| may-19 | 52,00 | 48,39 | 3,61 | 38,35 | 37,84 | 0,51 | 37,93 | 37,21 | 0,72 |
| jun-19 | 48,90 | 47,19 | 1,71 | 35,36 | 32,52 | 2,84 | 33,86 | 29,26 | 4,60 |
| jul-19 | 49,35 | 51,46 | -2,11 | 35,83 | 39,69 | -3,86 | 32,54 | 37,66 | -5,12 |
| ago-19 | 47,75 | 44,96 | 2,79 | 39,61 | 36,85 | 2,76 | 34,73 | 33,39 | 1,34 |
| sep-19 | 44,85 | 42,11 | 2,74 | 38,63 | 35,75 | 2,88 | 37,97 | 35,54 | 2,43 |
| oct-19 | 48,45 | 47,17 | 1,28 | 0,00 | 36,94 | -36,94 | 0,00 | 38,60 | -38,60 |
| nov-19 | 46,80 | 42,19 | 4,61 | 0,00 | 41,00 | -41,00 | 0,00 | 45,94 | -45,94 |
| dic-19 | 50,00 | 33,80 | 16,20 | 0,00 | 31,97 | -31,97 | 51,87 | 36,46 | 15,41 |
| ene-20 | 43,20 | 41,10 | 2,10 | 36,50 | 35,03 | 1,47 | 43,50 | 38,01 | 5,49 |
| feb-20 | 38,15 | 35,87 | 2,28 | 31,00 | 21,92 | 9,08 | 33,14 | 26,25 | 6,89 |
| mar-20 | 30,90 | 27,74 | 3,16 | 29,80 | 22,49 | 7,31 | 30,55 | 23,83 | 6,72 |
| abr-20 | 20,05 | 17,65 | 2,40 | 17,06 | 17,09 | -0,03 | 15,31 | 13,45 | 1,86 |
| may-20 | 21,50 | 21,25 | 0,25 | 20,15 | 17,60 | 2,55 | 17,99 | 14,86 | 3,13 |
| jun-20 | 26,70 | 30,62 | -3,92 | 21,38 | 26,18 | -4,80 | 20,18 | 25,79 | -5,61 |
| jul-20 | 35,95 | 34,64 | 1,31 | 32,08 | 30,06 | 2,02 | 34,35 | 33,41 | 0,94 |
| ago-20 | 36,35 | 36,20 | 0,15 | 33,53 | 34,86 | -1,33 | 35,30 | 36,75 | -1,45 |

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

Por consiguiente, en caso de que se considere necesario adoptar medidas encaminadas a la inyección de liquidez del mercado a plazo, deben preservarse dos aspectos con el fin de evitar que esas medidas sean intervenciones que terminen por disuadir a los agentes de participar en el mercado y den el resultado opuesto al deseado:

- Deben venir tanto del lado de la oferta como de la demanda para mantener un equilibrio que no afecte al proceso de formación de precios en el mercado.
- Debe preservarse ante todo el carácter voluntario de las medidas. Es decir, no se puede imponer a los agentes que pongan a disposición del mercado de forma obligatoria parte

de sus activos de oferta o de demanda ni se pueden imponer obligaciones de compra de productos de escasa liquidez.

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

La contratación bilateral física que realizan los grupos verticalmente integrados no reduce la liquidez del mercado a plazo.

La Ley del Sector, en su Art. 8, establece que las actividades de producción de energía eléctrica y la de comercialización de electricidad se desarrollarán en régimen de libre competencia y nada impide que una empresa o grupo empresarial desarrolle simultáneamente ambas actividades.

La cobertura de riesgo entre las carteras de generación y comercialización, cobertura de la posición neta, es una de las opciones que tiene a su disposición cualquier empresa que desarrolle actividades liberalizadas en el sector eléctrico.

Esta cobertura no sólo la realizan las empresas incumbentes en el sector sino, tal y como muestra el gráfico incluido en la respuesta de la pregunta anterior, grupos como Repsol, VM Energía, Acciona y Engie participan simultáneamente en las actividades de generación y comercialización con la opción de recurrir a la cobertura natural entre ambas.

Por consiguiente, no se puede considerar que la contratación bilateral física que realizan estos grupos verticalmente integrados reduce la liquidez del mercado a plazo. Se trata de agentes que han optado por la cobertura natural entre generación y comercialización a base de realizar las inversiones necesarias en ambas actividades y que recurren a los mercados a plazo para realizar la cobertura de su posición neta.

Cualquier medida que tratase de impedir esta contratación bilateral física sería una nueva intervención en el mercado que generaría inestabilidad regulatoria y terminaría por afectar al propio mercado a plazo. Por otra parte, sería necesario también extender la intervención al mercado a plazo para impedir que estos agentes realizaran aquí la cobertura de sus activos lo cual agravaría todavía más la intervención regulatoria. Y en todo caso, la medida tendría un claro carácter expropiatorio y confiscatorio que sin duda acabaría en los tribunales de justicia, tal como ocurrió en el pasado con las Emisiones Primarias de Energía, las cuales fueron anuladas en gran parte por los tribunales.

3. 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 figura del creador de mercado contribuye a proporcionar liquidez en el mercado a plazo en tanto actúa como contraparte de compradores y vendedores. Los creadores de mercado asumen

la obligación de exponer simultáneamente ofertas de compra y venta con límites de cantidad mínima y límites de margen máximo para un número determinado de contratos y durante un período de tiempo mínimo predefinido en cada sesión de negociación, a cambio de beneficios directos que, en el caso de OMIP, son negociados con la entidad gestora del mercado.

Generalmente, en los productos de mayor interés para las coberturas de los agentes (M+1, M+2, Y+1, Q+1, Q+2, Y+2), el papel de los creadores de mercado es importante en tanto que contribuyen a dar una referencia de precios a lo largo de toda la curva.

A más largo plazo, la liquidez de los productos es más reducida y aumenta el riesgo del creador de mercado al no poder renegociar las posiciones que vaya adquiriendo.

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

La existencia de más creadores de mercado no dinamizaría el mercado a plazo. No aumentaría la liquidez porque está cubierta la totalidad de la curva; es decir, los agentes tienen a su disposición ofertas para la compra y venta de los productos con entrega semanal, mensual, trimestral y anual.

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

La figura del creador de mercado resulta más relevante para aquellos productos que suscitan más interés entre los agentes que desean establecer coberturas; concretamente los productos que van del M+1 al Cal+2 son los más relevantes.

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

Endesa considera que no se justifica el establecimiento de un tipo de perfil específico de agentes y que debe preservarse el carácter voluntario de esta figura.

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

La actividad del creador de mercado debería ser compensada con una retribución basada en un mecanismo competitivo que compense las obligaciones y riesgos asumidos además de contar con las tarifas especiales de operación en el mercado (de forma similar a las tarifas especiales que se aplican actualmente en OMIP).

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

La retribución de esta actividad no debe variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado. En todo caso puede estar justificado establecer diferentes niveles retributivos en función de los productos con vencimientos a más largo plazo que tienen menos liquidez, siempre que no se garantice la cobertura de las posibles pérdidas en que incurra el creador de mercado.

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

No se debe exigir un volumen mínimo de negociación si no se ofrece como contrapartida la recuperación de las posibles pérdidas en que incurra el creador de mercado. La obligación del creador de mercado es establecer referencias de precio para los productos más demandados en el mercado. El volumen de negociación dependerá de la voluntad de la contraparte, por lo que no se puede exigir al creador de mercado esta obligación.

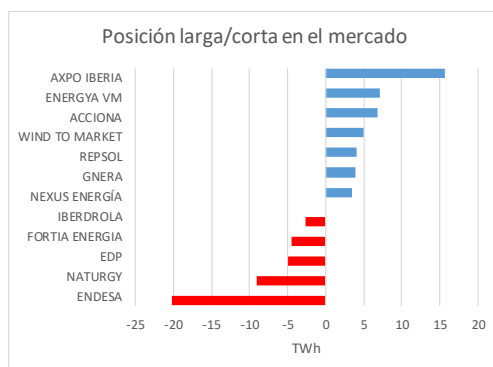
4. Subastas Grupos Integrados

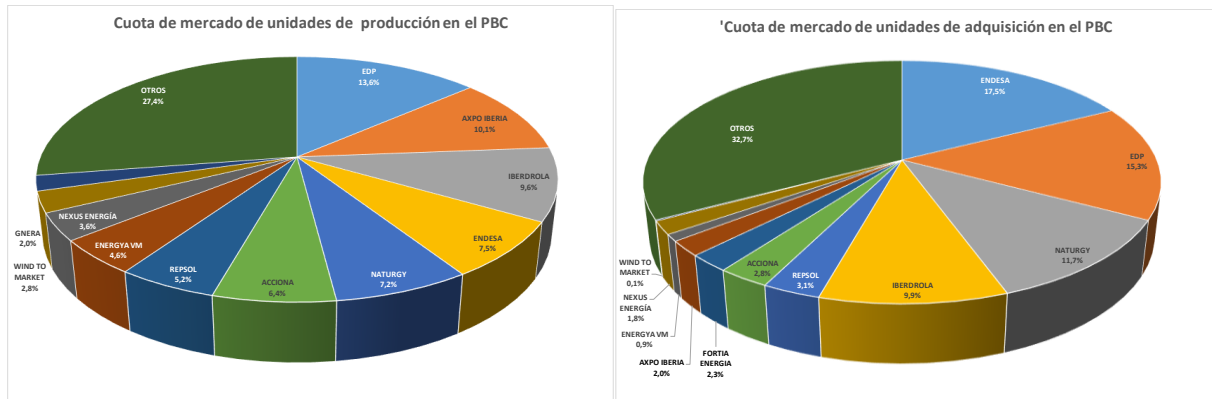
¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

Endesa ha mantenido históricamente una posición neta corta entre las compras que realiza la comercializadora y las ventas de la cartera de generación. Es decir, Endesa necesita comprar energía en el mercado y, para dar cobertura al precio de compra, realiza sus operaciones en los mercados a plazo, con subyacente el precio del mercado español o a través de operaciones en los mercados a plazo de las commodities (gas y CO₂).

De hecho, Endesa es el principal agente con saldo neto comprador en el mercado diario, tal como reflejan los siguientes gráficos obtenidos a partir de los datos de 2020 de OMIE:





Fuente: OMIE. Producción y consumo de 2020 agrupado por grupos industriales sin comercializadoras de referencia

Imponer la obligación de participar como vendedor en las emisiones primarias supone privar a Endesa de la capacidad de disponer libremente en el mercado de la potencia de generación de su propiedad, lo cual altera su posición en el mercado.

En el contexto internacional, las obligaciones de emisiones primarias de energía sobre los generadores han respondido a dos motivaciones: como contrapartida para aprobar operaciones de concentración o bien como remedios impuestos por las autoridades de competencia a abusos debidamente identificados. No existen precedentes en cuanto al uso de esta medida para incrementar la liquidez de los mercados a plazo.

Una intervención de este tipo ya fue implementada en el pasado con el fin principal de reducir el nivel de concentración en el mercado y, de forma secundaria, aumentar la contratación a plazo. Actualmente, los índices de concentración en el mercado español no suponen un problema que haya sido puesto de manifiesto por la CNMC en sus informes de supervisión del mercado mayorista.

El carácter intervencionista de esta medida dio lugar a numerosos litigios posteriores y se saldó con sentencias posteriores de anulación de cinco de las siete sesiones de emisiones primarias de energía. Algunos de esos litigios están pendientes todavía de sentencia en los tribunales con importantes indemnizaciones patrimoniales en juego para las empresas a las que se les impuso la obligación. La medida supone un claro ejemplo de una elevada incertidumbre regulatoria que en nada contribuye a la estabilidad del sistema.

El desarrollo de la contratación en los mercados a plazo está íntimamente ligada a la confianza de los agentes en la estabilidad regulatoria que les permita basar sus operaciones en unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias.

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

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

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

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

5. 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, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Endesa considera que, cuando se trate de mecanismos de concurrencia competitiva promovidos por el regulador, el traslado de la reducción del precio de mercado derivada de la instalación de potencia renovable de tecnologías maduras con reducidos costes de generación, debe hacerse extensiva al conjunto de los consumidores y no a un sector reducido de la demanda, que puede tener a su disposición la posibilidad de establecer contratos PPA con los titulares de plantas renovables.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables se proponen dos medidas.

1- Aplicable al RECORE.

La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calcula como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.

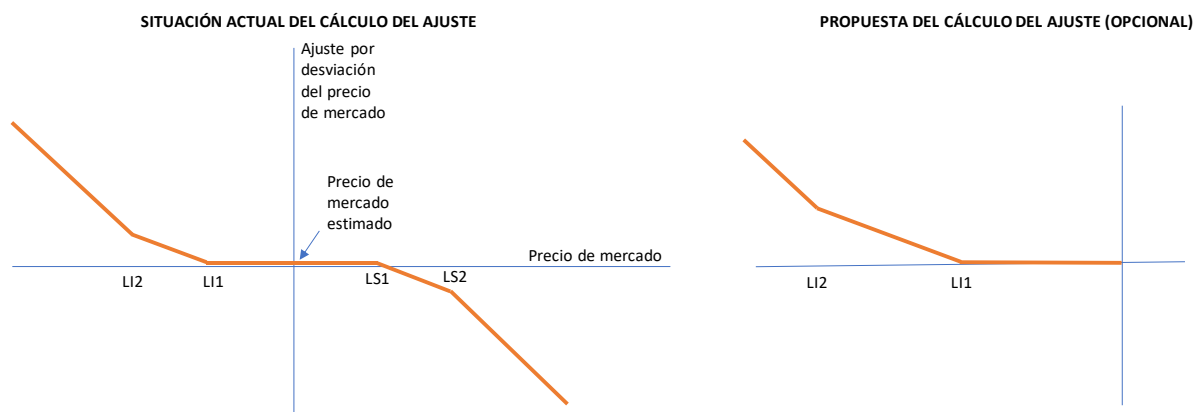
Se establecen también unos límites superiores e inferiores en torno a los valores estimados del precio de mercado. El máximo riesgo que asume el titular de la planta está acotado entre el menor límite inferior y el precio estimado. De forma que, si el precio anual del mercado diario e intradiario se encuentra por debajo del límite inferior, la diferencia hasta el límite inferior la asume el sistema y el titular asume parte de la diferencia entre el límite inferior y el precio estimado.

Este mecanismo conlleva una mayor exposición a mercado que el anterior marco normativo de retribución e incentivos económicos a la producción; sin embargo, esta mayor exposición al precio de mercado no se ha visto reflejada en una mayor participación de este tipo de generación en los mercados a plazo, tal y como se concluye en el *“Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único”* del Consejo de Reguladores del MIBEL, sobre el que se basa el cuestionario.

Una propuesta encaminada a incentivar la participación en el mercado a plazo de las instalaciones acogidas a RECORE podría consistir en ofrecer una alternativa al mecanismo definido en el Art. 22 del RD 413/2014 a la que los titulares de las plantas se podrían acoger de forma voluntaria. En esta alternativa:

- Se modificaría el intervalo de exposición al precio de mercado modificando los valores de los límites inferiores (ampliando los intervalos inferiores, donde el promotor está expuesto) y anulando los límites superiores (desaparecen los intervalos superiores, de forma que el promotor no devolvería al sistema si el precio del mercado diario es superior al estimado). De esta forma el titular tendría un mayor incentivo a realizar la cobertura de sus ventas en el mercado a plazo.
- En caso de que el precio del mercado diario fuese superior al estimado del mercado a plazo:
 - o Si el titular se ha cubierto en el mercado a plazo, no liquidaría con el sistema, pero devolvería la diferencia a través del contrato de cobertura del mercado a plazo.
 - o Si el titular no se ha cubierto, capturaría el excedente.
- En caso de que el precio del mercado diario fuese inferior al estimado del mercado a plazo:
 - o Si el titular se ha cubierto en el mercado a plazo, recuperaría la diferencia a través del contrato de cobertura y, sólo cuando la diferencia fuese mayor que los intervalos ampliados, percibiría además una cobertura parcial del sistema.
 - o Si el titular no se ha cubierto en el mercado a plazo sólo obtendría cobertura parcial del sistema cuando la diferencia entre el precio del mercado diario y el estimado fuese mayor que los intervalos ampliados, tal y como hace el mecanismo actual.
- La acogida a este mecanismo modificado de cálculo del ajuste por desviación del precio de mercado sería voluntaria para los titulares de las plantas RECORE.

Se trata en definitiva de pasar de forma voluntaria a una mayor exposición al precio de mercado, lo que incrementa la necesidad de cubrir la venta en el mercado a plazo al precio estimado para cada año del semiperiodo, a cambio de evitar la devolución al sistema en el caso en que el precio de mercado diario sea mayor que el estimado.



Otra opción es ofrecer a los titulares de plantas renovables en RECORE la renuncia voluntaria a la cobertura que ofrece el sistema a través del mecanismo de ajuste por desviación de precios de mercado. De esta forma la cobertura la haría el titular de la planta directamente en el mercado a plazo; le bastaría con vender un producto carga base de forma que replique el precio del mercado a plazo utilizado en la metodología RECORE. La ventaja es que este producto le ofrecería una cobertura total sin la exposición que actualmente tiene en los intervalos comprendidos entre los límites superiores e inferiores, ya que puede ser más difícil encontrar en el mercado un producto que cubra precisamente estos intervalos.

2- Aplicable al Régimen Económico de Energías Renovables.

Se propone que la liquidación del REER se realice por la diferencia entre el precio resultante de la subasta y el precio del mercado a plazo. De esta forma se incentivaría a que los titulares de las plantas renovables 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.

Además, de esta forma, la diferencia entre el precio de la subasta y el mercado a plazo será prácticamente constante y el comercializador no tendrá problemas de cobertura.

Esta forma de liquidación afectaría de la siguiente forma al titular de una planta renovable:

- Por la energía de subasta producida y vendida en el mercado, percibiría el precio de mercado.
- Adicionalmente percibiría un ingreso por el producto de la energía de subasta producida y la diferencia entre el precio de la subasta y el del mercado a plazo (precio predeterminado a finales del año anterior) si esta diferencia es positiva o bien tendría que pagar si es negativa.
- Para asegurarse el precio de venta de la subasta, el productor renovable podría, de forma voluntaria, acudir al mercado a plazo a vender un volumen equivalente a la producción esperada al mismo precio del mercado a plazo que se vaya a usar como referencia. La liquidación del mercado a plazo otorgaría al productor la diferencia de precio entre el mercado a plazo y el mercado diario, lo que, unido a la liquidación del punto anterior y a

la venta en el mercado diario, daría como resultado el precio de adjudicación de la subasta.

A diferencia de la liquidación contra el precio horario del mercado, la liquidación contra el precio del mercado a plazo sería fácil de determinar a priori, puesto que la referencia de precio sería fija. Ello supone que el riesgo de variación del precio de mercado (que afecta al excedente o déficit de la liquidación) dejaría de ser asumido íntegramente por el consumidor para trasladarlo a los titulares de las plantas que, no obstante, podrían cubrirlo fácilmente en los mercados a plazo.

Todo esto daría liquidez a los mercados a plazo, especialmente por el lado de la venta, y hay que tener en cuenta que contar con un mercado a plazo desarrollado y con suficiente profundidad facilita la cobertura de riesgos de todos los agentes, especialmente por el lado de la compra, y, en consecuencia, la competencia en comercialización y la financiación de los proyectos renovables.

Además, la liquidación de las subastas contra el precio de los mercados a plazo sería fácilmente gestionable por los productores renovables acudiendo a los mercados a plazo a cubrir el riesgo de la liquidación de las subastas. Esta cobertura sería muy sencilla de realizar, ya que se trataría de vender el producto base del mercado a plazo (nada que ver con el perfil de producción del productor renovable) por un volumen correspondiente a la energía producible de la subasta, espaciada a intervalos regulares en el periodo de cálculo del precio del mercado a plazo utilizado como referencia (por ejemplo del 1 de diciembre al 30 de noviembre del año siguiente), labor normalmente realizada por los sistemas automáticos implementados por los traders y operadores habituales.

A modo de ejemplo, en el año anterior a la entrega, el adjudicatario de la subasta vendería en el mercado a plazo un volumen de energía equivalente a la producción esperada de su planta, supongamos 2.000 MWh anuales, al precio del mercado a plazo. La venta la haría en el mismo periodo que se defina para calcular el precio del mercado a plazo que se use como referencia (supongamos 12 meses). Tendría que vender cada día una fracción igual a los 2.000 MWh entre los días de cotización elegidos y el producto que vendería sería una carga base. De esta forma se aseguraría que los 2.000 MWh se han vendido al mismo precio del mercado a plazo que se va a usar como referencia en la liquidación. Supongamos que este precio de referencia es de 30 €/MWh y que el adjudicatario consiguió en la subasta un precio de adjudicación de 35 €/MWh.

Llegado el periodo de entrega:

- En una hora determinada, la planta percibirá el precio del mercado por la venta de la energía, supongamos 15 €/MWh.
- La liquidación del mecanismo REER le aportará la diferencia entre el precio de adjudicación y el precio del mercado a plazo: $35 - 30 = 5$ €/MWh. De esta forma la planta habrá percibido 20 €/MWh por la venta de energía en el mercado.
- Ahora le corresponde liquidar la venta que hizo en el mercado a plazo. Esa venta le reportará el precio del mercado a plazo menos el precio del mercado diario: $30 - 15 = 15$ €/MWh. Así la planta se asegurará los 35 €/MWh del precio de adjudicación de la subasta.

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?

Tal y como se ha expuesto, Endesa considera que, cuando se trate de mecanismos de concurrencia competitiva promovidos por el ministerio, el traslado de la reducción del precio de mercado derivada de la instalación de potencia renovable de tecnologías maduras con reducidos costes de generación, debe hacerse extensivo al conjunto de los consumidores y no a un sector reducido de la demanda.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables se proponen las dos medidas expuestas que se pueden aplicar a las instalaciones en RECORE y en REER de forma respectiva.

Con respecto a las GdO, la normativa europea (ya implementada en España) contempla una total desvinculación de ambos productos, energía y GdO, una vez que la energía ha sido generada y las GdO emitidas. De hecho, las GdO negociadas en un año corresponden a energía generada el año anterior, y su finalidad es exclusivamente a efectos de información de la energía consumida por los consumidores finales de energía. Por todo ello, no se considera adecuado ningún tipo de vinculación entre productos a largo plazo de energía y las GdO.

Una medida que fomentaría la liquidez del mercado a plazo podría ser el establecimiento de una zona única de precio de Mercado Diario en España y Portugal.

Tanto OMIP como OTC ofrecen productos cuyo subyacente es el precio del mercado en España, lo cual impide que los operadores portugueses puedan cubrir el riesgo de precio de Portugal sin asumir el riesgo en las horas en que los precios de ambos mercados no coinciden. Comercializadores y productores (incluidos los productores renovables) serían más proclives a cubrirse en el mercado a plazo si el subyacente les proporciona una cobertura perfecta, lo cual incrementaría la liquidez.

6. 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?

Al margen de la cobertura que supone para los pequeños productores renovables los mecanismos retributivos del RECORE y de REER ya comentado, probablemente la percepción del riesgo en los agentes de menor tamaño sea diferente por la falta de una cultura de cobertura de riesgos a través de los productos negociados en los mercados a plazo, y por la necesidad de contar con recursos cualificados para participar en la negociación en el mercado a plazo.

Otra barrera regulatoria que frena la participación de los agentes de menor tamaño radica en las prohibiciones y obligaciones de reporte de datos exigidas por la normativa europea REMIT, EMIR y MiFID.

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

Los contratos que se negocian en el mercado a plazo suelen tener un volumen mínimo suficientemente flexible (1 MW) y existe una gran variación temporal de los periodos de liquidación, por lo que el diseño de los productos no debe ser considerado como una barrera insalvable.

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

El agregador independiente es un agente del mercado de producción de energía eléctrica que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente. Por agregación debe entenderse aquella actividad en la que se combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

El servicio de cobertura de riesgo en el mercado a plazo puede ser realizado por el agregador independiente o por cualquier entidad financiera siempre que se cumpla lo dispuesto en la normativa de este mercado. No parece especialmente relevante la figura del agregador independiente a la hora de fomentar la participación de los agentes de menor tamaño.

En cuanto a la participación en el mercado de los agentes productores de menor tamaño, en la actualidad se realiza en el mercado de producción mediante la figura del representante, el cual está perfectamente capacitado para participar en los mercados a plazo. Su escasa participación está más motivada en la ausencia de riesgo por parte de estos productores, gracias al RECORE y en un futuro al REER, más que en dificultades técnicas u operativas, más allá de los requisitos exigidos por la normativa europea REMIT, EMIR y MiFID.

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

Entendemos que no es necesario adoptar ninguna específica, ya que los mercados a plazo son mercados libres donde puede participar cualquier tipo de agente sin más que cumplir los requisitos correspondientes.

No obstante, obviamente sí que es necesario desarrollar en la regulación vigente la normativa que permita el desarrollo de actividad de estos agentes, así como el almacenamiento, específicamente en las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema, normativa que actualmente está en proceso de implementación.

¿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?

La participación de las instituciones financieras en el mercado a plazo español está muy vinculada con la estabilidad regulatoria. Episodios como anulación de la vigesimoquinta subasta CESUR con posterioridad a su celebración el 19 de diciembre de 2013 generan una plena desconfianza entre los participantes, entre ellos varias instituciones financieras, que se traduce en una menor participación en el mercado a plazo.

El principal mecanismo para incentivar la contratación en el mercado a plazo es evitar las intervenciones regulatorias no previstas por los agentes que tengan un impacto en el proceso de formación de precios del mercado. En este sentido, medidas como los tributos de la Ley 15/2012, que afectan al precio final de la electricidad o el traslado al precio de la energía del resultado de las nuevas subastas del Régimen Económico de las Energías Renovables, son señales que afectan a la liquidez de los productos con entrega a largo plazo negociados en el mercado.

Lo mismo puede considerarse con respecto a propuestas públicas de intervención en los mercados, tales como la consideración de realización obligatoria de Emisiones Primarias de Energía o de obligaciones de market makers.

7. 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 formación sobre la cobertura de riesgos, las características de los mercados a plazo y su funcionamiento pueden resultar de gran utilidad sobre todo a los agentes de menor tamaño.

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

La principal duda que suscita la contratación a plazo está relacionada con la necesidad de mantener la estabilidad regulatoria en el sector y el compromiso de evitar intervenciones en el mercado de producción no previstas por los agentes.

La participación de entidades no financieras en los mercados a plazo no suscita dudas relevantes siempre que se haga dentro del cumplimiento de la normativa vigente.