

El Gobierno da el pistoletazo de salida al mercado de capacidad para reforzar el sistema eléctrico

- El Miteco publicará en el BOE la orden que crea el mecanismo, que permitirá participar a generación, almacenamiento y demanda y prevé contratos de hasta 15 años para nuevas inversiones.



La vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, durante la rueda de prensa posterior al Consejo de Ministros.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-da-el-pistoletazo-de-salida-al-mercado-de-capacidad-para-refo...>

Sandra Acosta

Miércoles, 16 septiembre 2026

El Miteco publicará en el BOE la orden que crea el mecanismo, que permitirá participar a generación, almacenamiento y demanda y prevé contratos de hasta 15 años para nuevas inversiones

El Gobierno ha dado el paso definitivo para poner en marcha el mercado de capacidad español. La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, ha anunciado este miércoles en el Congreso que la orden ministerial que regula el mecanismo se publicará próximamente en el BOE, culminando así una tramitación que se ha prolongado durante varios años y que recibió el visto bueno de la Comisión Europea en materia de ayudas de Estado a finales de mayo.

El nuevo mercado nace con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro en un sistema eléctrico cada vez más dominado por las renovables y, al mismo tiempo, generar nuevas señales de inversión para tecnologías capaces de aportar firmeza y flexibilidad. A diferencia del mercado mayorista, el mecanismo no pagará por la energía producida, sino por la capacidad de estar disponible cuando el sistema la necesite.

En las subastas podrán participar instalaciones de generación y almacenamiento, pero también consumidores y agregadores de demanda. Todos ellos podrán recibir una remuneración por

mantener potencia disponible para inyectar electricidad a la red o por reducir su consumo cuando así lo requiera el operador del sistema.

El diseño aprobado por el Ministerio para la Transición Ecológica busca, además, que las nuevas inversiones que accedan al mecanismo sean renovables, almacenamiento o proyectos de demanda. Las centrales de generación que participen deberán cumplir un límite de emisiones de 550 gramos de CO2 por kilovatio hora y los requisitos de firmeza y flexibilidad que establezca cada convocatoria.

El mecanismo se organizará mediante subastas tecnológicamente neutras en las que los participantes competirán por ofrecer potencia firme y por el precio que cobrarán por ella. El sistema será pay-as-bid, de modo que cada instalación adjudicataria percibirá el precio que haya ofertado.

La primera pieza serán las denominadas subastas principales, en las que podrán concurrir tanto instalaciones existentes como nuevos proyectos. Estas convocatorias se celebrarán, con carácter general, cada año cuando los análisis de cobertura detecten necesidades de potencia firme. Para las instalaciones existentes, el periodo de prestación será normalmente de un año, mientras que las nuevas inversiones podrán obtener contratos de hasta 15 años.

El Gobierno contempla además una subasta de ajuste anual, destinada a cubrir necesidades más inmediatas con instalaciones que ya estén operativas, y una subasta transitoria que servirá para garantizar la firmeza del sistema hasta que comiencen a prestar servicio los proyectos adjudicados en las subastas principales.

Lanzamiento atrasado

La puesta en marcha del mecanismo llega después de que su lanzamiento se encontrase temporalmente frenado por las dudas existentes sobre su impacto económico. En agosto, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, bajo la dirección del entonces vicepresidente primero y ministro de Economía, Carlos Cuerpo, había paralizado su aprobación al reclamar un análisis más detallado de la repercusión que tendría sobre las tarifas de los consumidores.

El motivo de fondo era el coste del mecanismo y, especialmente, el papel que podían desempeñar los ciclos combinados de gas. El diseño aprobado por Bruselas contempla un mecanismo de apoyo que puede alcanzar los 9.000 millones de euros hasta 2036, mientras que las estimaciones manejadas durante la tramitación situaban el coste en torno a los 900 millones de euros anuales durante la próxima década. Las dudas aumentaron en un contexto de elevada volatilidad del mercado gasista.

A esa incertidumbre se añadió posteriormente la decisión de mantener operativa la central nuclear de Almaraz hasta 2030. La continuidad de sus dos reactores modifica el escenario de generación firme utilizado en los análisis de cobertura con los que se justificó ante Bruselas la necesidad del mercado de capacidad. Según la información publicada por El Periódico de la Energía, este cambio podría traducirse en una menor utilización de los ciclos combinados durante los próximos años y obligar a revisar algunos de los parámetros con los que se dimensionarán las futuras subastas.

El coste para los consumidores se encuentra, de hecho, en el centro del diseño del nuevo mercado. La financiación correrá a cargo de las comercializadoras y de los consumidores directos en mercado,

mediante precios unitarios diferenciados por segmentos tarifarios y periodos horarios. El objetivo es que soporten una mayor parte del coste aquellos consumos que se produzcan durante las horas de mayor estrés del sistema, que no podrán superar el 10% del total anual.

Con este esquema, el Gobierno pretende introducir también una señal económica para que parte de la demanda pueda desplazarse hacia otras horas y contribuir así a reducir los picos de consumo. El mecanismo contará además con un mercado secundario que permitirá transferir los derechos y obligaciones adjudicados en las subastas a otras instalaciones que cumplan los requisitos. Red Eléctrica y la CNMC serán los organismos encargados de verificar y supervisar la prestación del servicio.

Almacenamiento

El almacenamiento será una de las tecnologías llamadas a desempeñar un papel relevante en este nuevo mercado. Sin embargo, también es uno de los elementos que más dudas ha generado durante su diseño. Un informe de AFRY citado por este medio advierte de que un diseño ineficiente del mecanismo podría llegar a generar más de 17.000 millones de euros de costes adicionales para los consumidores durante los próximos quince años.

El principal foco de atención está en las baterías de corta duración, de entre dos y cuatro horas. AFRY considera que su contribución real a la potencia firme puede disminuir a medida que aumenta el número de instalaciones de este tipo conectadas al sistema. La consultora ha advertido de que los factores de de-rating, que determinan cuánta potencia firme se atribuye a cada tecnología, podrían reducirse de manera significativa en apenas tres o cuatro años.

La experiencia de Reino Unido y Polonia es el principal argumento utilizado por la consultora. Ambos países comenzaron sus mercados de capacidad con factores de de-rating favorables al almacenamiento de corta duración, lo que impulsó la entrada de baterías. Posteriormente, los operadores de los sistemas revisaron a la baja la firmeza que atribuían a estas instalaciones cuando dispusieron de mayor experiencia operativa. En Polonia, por ejemplo, el factor pasó del 95% al 13,4% en apenas dos años.

Para AFRY, el riesgo para España está en diseñar las primeras subastas tomando como referencia únicamente las condiciones del sistema en el momento en que se produzca la adjudicación, sin tener en cuenta cómo evolucionará el mix eléctrico durante los años de vigencia de los contratos. La consultora estima que adoptar una perspectiva de más largo plazo podría reducir hasta un 62% el coste acumulado de las subastas durante la próxima década.

El nuevo mercado tendrá que afrontar así un doble reto. Por un lado, debe proporcionar una señal suficiente para que se desarrollen las inversiones necesarias en almacenamiento, gestión de la demanda y otras tecnologías capaces de garantizar potencia firme cuando las renovables no puedan cubrir por sí solas las necesidades del sistema. Por otro, tendrá que hacerlo evitando que la remuneración de esa capacidad se traduzca en costes innecesarios para los consumidores.