

Transición aprueba la orden que da vía libre a las subastas de pagos por capacidad

Los incentivos, de los que se beneficiarán sobre todo las centrales de gas por estar disponibles, darán estabilidad al sistema, según el Gobierno, que trabajó con la UE durante dos años

C. M.
MADRID

El Ministerio para la Transición Ecológica tiene previsto publicar hoy en el BOE la orden ministerial por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, un incentivo que beneficiará especialmente a las centrales de ciclo combinado de gas. El sector llevaba esperando esta medida desde hace meses, una vez que la Comisión Europea autorizara el pasado mes de mayo un mecanismo que implica una ayuda de Estado y cantidades millonarias que pagarán los consumidores en su factura de la luz. Dicho mecanismo se articulará a través de subastas, para cuya convocatoria era necesaria la aprobación de la citada orden ministerial.

Según la ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen, se trata de “un instrumento que hará nuestro sistema eléctrico más robusto y resiliente”, según sus palabras, pues “preservará la seguridad de suministro, ofreciendo a la par señales de inversión para que el almacenamiento y la gestión de la demanda se incorporen definitivamente al sistema y se avance ordenadamente hacia una economía neutra en emisiones de carbono”.

El mercado de capacidad nace tras un intenso trabajo del Gobierno con la UE que se ha prolongado durante dos años y que incluye la reforma de la normativa comunitaria para eliminar la condición de temporal de este tipo de mecanismos, logro durante la presidencia Española de la UE, y la conformidad del modelo español con las reglas relativas a las ayudas de Estado, indica el Ministerio en un comunicado de prensa. España se comprometió a que el mecanismo estaría abierto a todos los proyectos, existentes o nuevos, que ofrezcan estar disponibles durante periodos de escasez. Se calcula que las beneficiaras podrían recibir unos 9.000 millones en la próxima década.

En la UE se han incrementado el número de países (Italia, Francia o Bélgica) que están desarrollando este tipo de mecanismos. Alemania ha sido el último en obtener la aprobación de la Comisión Europea, este mismo mes de septiembre. En el caso de España, Bruselas admitió su aplicación tras las simulaciones de REE y la asociación de operadores europea, Entso-e, que demostraban el riesgo de apagones (horas no suministradas) a falta de dicho mecanismo.

Las instalaciones de generación y almacenamiento, así como la demanda –los consumidores y los llamados agregadores– podrán participar en este mercado, de ámbito peninsular. Percibirán una retribución por aportar firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico, bien por estar disponibles para inyectar electricidad en las redes o bien por reducir el consumo, siempre a requerimiento del operador del sistema, REE. Concretamente, a todos los que cumplan condiciones de firmeza en horas de estrés (cuando la oferta no cubra la demanda), por lo que quedan excluidas las centrales nucleares.

Tres subastas

En su comunicado, el Ministerio avanza que la prestación del servicio se adjudicará con subastas tecnológicamente neutras de potencia firme (MW) y precio (euros MW/año), en las que se otorgará el precio ofertado. Las centrales de generación no podrán emitir más de 550 gramos de CO₂/kWh, tendrán que cumplir los requisitos de firmeza y flexibilidad que fije cada subasta y no cobrarán ningún tipo de retribución regulada. Para incentivar la incorporación de tecnologías no fósiles, cuando se participe en las subastas con proyectos futuros –nuevas inversiones–, estos solo podrán ser de renovables, almacenamiento o demanda.



Central de ciclo combinado de Soto de Ribera (Asturias). EFE

El mecanismo se articulará a través de subastas, para las que faltaba la orden ministerial

Las beneficiaras podrían recibir unos 9.000 millones en la próxima década

Se organizarán tres tipos de subastas, cuyo volumen y periodicidad dependerá de las previsiones de demanda y de las necesidades de potencia firme identificadas con los correspondientes análisis de cobertura a cinco años vista. En una subasta principal podrán participar las instalaciones existentes y los nuevos proyectos de renovables, almacenamiento o demanda que vayan a prestar servicio a partir de la fecha que fije la convocatoria, hasta cinco años después de la adjudicación. De este modo se garantizan ingresos a futuros proyectos, facilitando su viabilidad y abaratando su financiación.

El periodo de prestación del servicio será distinto en función del tipo de instalación (existente o nueva inversión) y del tipo de tecnología. Con carácter general, se celebrarán anualmente, siempre que se hayan detectado necesidades de firmeza, y la duración del servicio será de un año para instalaciones existentes, hasta 15

años para nuevas inversiones, y entre uno y diez para nuevas demandas.

Además, habrá una segunda subasta de ajuste anual, en la que solo podrán participar instalaciones ya operativas, que prestarán el servicio durante 12 meses, a contar a partir de una fecha definida en la convocatoria, dentro de los siguientes 12 meses desde la adjudicación. Diseñadas para resolver situaciones coyunturales, deberían otorgar menos capacidad firme que las subastas principales, con las que convivirán.

Y, finalmente, habrá una tercera subasta transitoria, que garantizará la firmeza del sistema eléctrico hasta el año de inicio de la prestación del servicio otorgado con la subasta principal. Se celebrará todos los ejercicios hasta entonces y podrán participar instalaciones existentes y nuevas inversiones, con un plazo de prestación anual.

La financiación del nuevo mercado de capacidad

la asumirán las comercializadoras de electricidad (que la trasladarán en sus contratos) y los consumidores directos en mercado, por medio de precios unitarios diferenciados por segmentos tarifarios y periodos horarios coincidentes con los peajes de transporte y distribución. De este modo, según la información proporcionada por el Ministerio, el sistema lo sufragarán en mayor medida los consumos que se produzcan en las horas con más estrés del sistema, que no podrán exceder el 10% del cómputo anual, y se darán señales para flexibilizar y desplazar la demanda a otras franjas horarias, aplanar la curva de carga y facilitar la gestión del sistema.

Red Eléctrica, como operador del sistema, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) se encargarán de la verificación y la inspección de la prestación del servicio de capacidad.