

Generated by [Clearly Reader](#)

La subasta de capacidad será antes de junio de 2025 para desarrollar las baterías y mantener los ciclos (gas)

4:27 Estimated 933 Words ES Language

Tres tipos de subastas y neutralidad tecnológica. Esas son las dos claves principales del esperado proyecto de orden para que España disponga de un mercado de capacidad. El Gobierno lo ha puesto en audiencia e información pública hasta el **próximo 29 de enero** y entre las novedades se prevé impulsar el **almacenamiento**, además de asegurar la viabilidad a los **ciclos combinados (gas)**.

"Se trata de un mecanismo de capacidad que se parece a los existentes en **Irlanda, Italia, Polonia o Bélgica**, es decir, un sistema de compra centralizada con neutralidad tecnológica que busca la seguridad de suministro al tiempo que ofrece señales de inversión para el almacenamiento y otras soluciones que aportan firmeza y flexibilidad, como la gestión de la demanda", han explicado fuentes del Ministerio para la Transición Ecológica en un encuentro con medios.

Una vez que se cierre el periodo de audiencia pública, se enviará el texto definitivo a Bruselas para, posteriormente, pasar por el Consejo de Estado y, finalmente, ser aprobado en Consejo de Ministros. "Esperamos que **antes del verano** se lancen las primeras subastas, que comenzarán a funcionar en **enero de 2026**", han señalado.

Europapress

El último informe European Resource Adequacy Assessment (ERAA) de **Entso-e**, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, apunta a que **en 2028 podrían faltar entre 4 y 4,5 horas de suministro eléctrico en España**.

"Por eso, se ha calculado lanzar una capacidad de subasta que **rebaje ese riesgo hasta 1 hora al año**. Por debajo no tendría sentido pagar más a las centrales que participen y den el *backup* necesario al sistema eléctrico".

Cálculo y coste económico

Para ello, el Ministerio para la Transición Ecológica ha calculado cuánto se va a comprar una vez que se identifique la cantidad necesaria de megavatios de firmeza, un dato que se obtendrá con el despacho de producción del operador del sistema (Red Eléctrica).

"Es un **análisis probabilístico** de cuántas horas de viento, sol, evolución de la demanda, fallos de centrales de generación e, incluso, se mirará el 'nudo único', es decir, las posibles congestiones de la red en una zona en concreto", han apuntado las fuentes.

Invertia

Sin embargo, han reconocido que "**no se ha hecho una estimación económica** de cuánto costaría retribuir tecnologías por aportar firmeza al sistema eléctrico", bien por estar disponibles para inyectar electricidad en las redes o bien por reducir el consumo, siempre a requerimiento de Red Eléctrica.

"Es difícil de saberlo porque el sistema de pago es *pay-as-bid*, es decir, **un generador recibe exactamente el precio que él ha ofertado**, y por tanto, dependerá de lo que resulte de la subasta". Su financiación se hará a través de la **factura de la luz**, diferenciando segmentos tarifarios y períodos horarios coincidentes con los peajes de transporte y distribución. En concreto, se sufragarán en mayor medida los consumos que se produzcan en las horas con más estrés del sistema.

Tres tipos de subastas

La propuesta regulatoria prevé la celebración de **tres tipos diferentes de subasta**, cuyo volumen y periodicidad dependerán de las previsiones de demanda y de las necesidades de potencia firme identificadas mediante los correspondientes análisis de cobertura europeos o nacionales a cinco años vista.

En el primer semestre de 2025 habrá una subasta principal, donde podrán participar **instalaciones existentes y 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.

Invertia

El periodo de prestación del servicio será distinto en función del tipo de instalación (existente o nueva inversión) y del tipo de tecnología. Por tanto, se va a celebrar cada año una subasta siempre que se detecten 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 10 años para nuevas demandas.

"Este mecanismo será flexible en función de cómo evolucione el mercado, las necesidades del sistema eléctrico y el desarrollo de las tecnologías", han indicado las mismas fuentes ministeriales.

Ajuste anual

Cada año participarán instalaciones en servicio, 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. Están diseñadas para resolver situaciones coyunturales, por lo que deberían otorgar **menos capacidad firme** que las subastas principales, con las que convivirán.

Y, por último, habrá una **subasta transitoria**. 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.

Condiciones para participar

En todas las subastas habrá un *price-cap*, es decir, un techo de precio para las tecnologías existentes, que en ningún caso podrán ser **centrales de carbón** o que emitan por encima de los 500 gr/CO₂, tampoco se permitirá participar a 'supuestas' **nuevas centrales de ciclos combinados o de fuelóleo** y las que existen deberán elegir entre participar en las nuevas subastas de capacidad o quedarse con sus **pagos por capacidad**.

En el caso del **almacenamiento**, "deberá contar con un punto de acceso y conexión a la red en el momento de la subasta".

Invertia

Tampoco podrán participar las tecnologías que están en el **RECORE (antiguas instalaciones renovables, cogeneración y residuos que reciben primas)** ni la **industria** que esté ya en el **Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)**, lo que antes se conocía como **interrumpibilidad**.

Por último, se anima a las **comunidades energéticas o agregadores residenciales de la demanda** a que participen, pero "deberán concurrir con al menos 1 MW en su oferta", concluyen las fuentes.