



EL GOBIERNO FRENA EL PLAN PARA EVITAR APAGONES PESE AL AVAL DE BRUSELAS

Tras cinco años de tramitación, la Comisión Europea dio en mayo el visto bueno al mercado de capacidad español, valorado en 9.000 millones, que sigue esperando una orden ministerial para su desarrollo

María Jesús Pérez
Madrid



Tras cinco años de tramitación, la Comisión Europea autorizó el mercado de capacidad español el 29 de mayo, pero el Ejecutivo de Pedro Sánchez lo mantiene paralizado, a falta de una orden ministerial que lo ponga en marcha con sus consiguientes subastas. Frente a esta parsimonia, Alemania recibió el 2 de septiembre luz verde de Bruselas al mercado de capacidad y en seis días ha puesto en marcha la primera subasta. Según fuentes del sector eléctrico consultadas por ABC, esta decisión del Gobierno preocupa, y mucho, «porque se pueden producir momentos –como el vivido tras el apagón– en los que, ante los incrementos de demanda, aumente el riesgo de suministro por la ausencia de potencia firme».

Los mercados de capacidad están diseñados para garantizar que haya energía disponible para cubrir la demanda en situaciones críticas, como el día en el que España se fundió en negro en abril de 2025. En estos mercados se remunera la disponibilidad de las plantas de generación eléctrica, es decir, que ciertas instalaciones estén listas para producir energía cuando sea necesario, que sirven para asegurar que no falte electricidad cuando sea necesario.

Los 9.000 millones de euros se basan en un esquema de 900 millones anuales condicionados a las subastas de capacidad. El mecanismo, gestionado por Red Eléctrica, el operador del sistema presidido por Beatriz Corredor, paga a las plantas por estar disponibles, no por producir. Es la prima que el sistema abona a cualquier instalación capaz de responder cuando la solar se apaga y el viento no sopla. «Otra de las dudas es que el diseño de este mercado no distingue correctamente entre una batería que se vacía en cuatro horas y un bombeo capaz de responder durante veinte y la diferencia puede terminar

pagándola el consumidor», coinciden los expertos consultados.

Doscientos veinte megavatios. Esa es toda la batería estacionaria –las plantas de almacenamiento a gran escala que se conectan directamente al sistema eléctrico, sin relación con las baterías de los coches– que España tiene realmente conectada y funcionando a mediados de 2026. Frente a esa cifra, 28,3 GW de proyectos de este mismo tipo de instalaciones ya tienen permiso de acceso a la red, y otros 42,5 GW esperan turno en la cola de tramitación, según el informe ‘Retos del sistema eléctrico en el horizonte 2035’ de EY.

Bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico, la tecnología que lleva medio siglo haciendo el mismo trabajo –absorber excedente solar, para devolverlo por la noche–, sigue congelado en 5,5 GW desde hace años. Ese contraste, entre lo que ya funciona y lo que solo existe en el papel, es el telón de fondo sobre el que España va a desplegar el nuevo mercado de capacidad, para el que Bruselas aprobó el pasado 29 de mayo ese presupuesto máximo de 9.000 millones durante diez años.

La pregunta que flota en el ambiente en el sector, y que aún no tiene respuesta oficial, es cuánta potencia firme compra realmente cada euro de esa prima, precisamente el ‘quid’ de la cuestión y donde empieza el verdadero problema, según los expertos.

Entre 2020 y 2026, según EY, las baterías se llevaron 965 millones en ayudas públicas para 179 proyectos. El bombeo, 355 millones para solo 14. Y eso que el bombeo tiene más potencia subvencionada, no menos de 4.500 MW frente a los 3.600 MW de las baterías. Medida por kilovatio subvencionado, la ayuda a las baterías más que triplica la del bombeo: 270 euros frente a 79.

Pero el dato que de verdad delata la asimetría es otro: por cada kilovatio-hora de energía que puede llegar a al-

macenar, una batería recibe de media 78 euros de subvención pública mientras que un bombeo obtiene siete, once veces menos. Esa diferencia importaría poco si ambas tecnologías dieran al sistema la misma garantía de suministro. Y no la dan. Según la experiencia internacional que recoge el propio informe de EY, el bombeo alcanza un 92% de firmeza acreditada en el Reino Unido y un 96% en Polonia; las baterías, un 44% y un 12%, respectivamente. El factor de ‘derating’, el parámetro que traduce potencia nominal en potencia realmente disponible cuando el sistema está en apuros, reduce a la mitad –o más– el valor reconocido a cada megavatio de batería frente al de bombeo. Y las baterías que hoy se subvencionan mayoritariamente en España son, precisamente, de dos y cuatro horas.

La diferencia se vuelve crítica cuando un episodio de baja producción renovable se prolonga más allá de las dos o cuatro horas para las que están diseñadas buena parte de las baterías. Una vez descargadas necesitan volver a disponer de energía para recargarse. El bombeo puede mantener su aportación durante muchas más horas, y los ciclos combinados ofrecen generación gestionable mientras dispongan de combustible. «De ahí el riesgo de confundir el rápido crecimiento de la potencia nominal de almacenamiento con un alza equivalente de la seguridad de suministro: muchos megavatios sobre el papel no significan necesariamente la misma potencia firme cuando el sistema más la necesita», dicen las fuentes.

Hay un patrón que España ya conoce. Las placas solares para autoconsu-



