



Alemania lanza un mercado de reserva instantánea

- Este permitiría por primera vez la participación de activos basados en inversores y BESS, lo que crea nuevas oportunidades de ingresos al tiempo que plantea interrogantes sobre la rentabilidad a largo plazo y el riesgo regulatorio.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/29/alemania-lanza-un-mercado-de-reserva-instantanea/>

Jueves, 29 enero 2026

Este permitiría por primera vez la participación de activos basados en inversores y BESS, lo que crea nuevas oportunidades de ingresos al tiempo que plantea interrogantes sobre la rentabilidad a largo plazo y el riesgo regulatorio.

Marian Willuhn

De pv magazine Alemania

Desde el 22 de enero de 2026, la reserva instantánea en Alemania se adquiere mediante un mecanismo de mercado. Este servicio de sistema es clave para compensar desequilibrios de potencia en la red eléctrica sin retardo, estabilizando la frecuencia en una ventana temporal que va desde milisegundos hasta 30 segundos, antes de que entre en acción la reserva primaria.

Hasta ahora, esta función la proporcionaban de forma inherente las centrales térmicas de gas y carbón gracias a sus masas rotantes, sin necesidad de un mercado específico. Con el cierre progresivo de centrales de carbón y la menor operación de las de gas, otros actores deberán asumir esta función.

El nuevo modelo sustituye la provisión física inherente por una contratación basada en mercado, permitiendo por primera vez la participación de activos basados en inversores, como los sistemas de almacenamiento en baterías con capacidad de operación grid-forming.

Se han definido cuatro productos: base y premium, cada uno en modalidad positiva y negativa. La diferencia principal es la disponibilidad exigida. El producto base requiere disponibilidad durante al menos el 30% del periodo de liquidación, mientras que el premium exige un 90%. Si se supera ese umbral, la remuneración aumenta de forma escalonada. La disponibilidad se calcula en intervalos de 15 minutos a lo largo del periodo contractual (normalmente un año natural), usando datos medidos por unidad.

En sistemas de almacenamiento, la disponibilidad también depende de una fórmula de reserva de energía definida en el contrato tipo del operador del sistema de transporte. La remuneración se basa en un precio fijo para contratos de entre dos y diez años. Para el producto premium, los precios se sitúan entre 805 y 888,5 €/MW·s/año; para el base, entre 76 y 109,5 €/MW·s/año.

El potencial de ingresos depende de la potencia contratada y del tiempo de activación. Por ejemplo, con 1 MW de potencia, 25 segundos de activación y 90% de disponibilidad en el producto premium a 805 €/MW·s/año, se obtendrían unos 20.125 € anuales por MW.

La energía que debe reservar una batería es reducida debido a la corta duración del servicio. Para un sistema de 100 MW y 100 MWh, la reserva necesaria sería de unos 35 kWh. En cambio, la reserva de potencia puede alcanzar el 100% de la potencia nominal si se considera un parámetro de inercia $m = 1$ y un tiempo de activación de 25 segundos, aunque con valores menores de m este requisito se reduce.

Durante el primer periodo de precios fijos, las zonas de contratación coinciden con las áreas de control de los operadores de transporte alemanes. La demanda prevista hasta 2030, según el System Stability Report 2025, suma varios cientos de gigavatios-segundo en cada zona, con mayor necesidad de reserva negativa que positiva en varias regiones.

La remuneración se basa exclusivamente en la disponibilidad, no en la activación real. Todos los activos precalificados responden automáticamente a desviaciones de frecuencia, por lo que la provisión no puede seleccionarse de forma individual. Pueden participar instalaciones conectadas en alta, media e incluso baja tensión, con autorización del operador de red correspondiente.

Desde el punto de vista económico, estudios de modelización indican que la participación en este mercado puede mejorar moderadamente la rentabilidad de proyectos de baterías. En un sistema de dos horas de duración, la tasa interna de retorno podría aumentar hasta 0,9 puntos porcentuales, y el valor actual neto hasta un 14% si se optimiza junto con otros mercados. No obstante, el marco regulatorio —especialmente la estructura de peajes de red— tiene un impacto mayor que el propio producto, pudiendo reducir de forma significativa la rentabilidad si se aplican cargos basados en potencia.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content