



RAÚL GARCÍA POSADA

DIRECTOR DE ASEALEN—ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

2025: el año en que el sistema mostró sus límites

El año 2025 quedará registrado como un punto de inflexión para el sistema eléctrico español. No tanto por grandes récords de nueva potencia instalada o por hitos normativos largamente esperados, sino por un acontecimiento que actuó como catalizador de todo lo demás: el apagón del 28 de abril. Un evento que, más allá de su duración o de su alcance concreto, tuvo un efecto estructural en la percepción del riesgo, en la toma de decisiones y en la agenda política, regulatoria y financiera del sector eléctrico.

El apagón no fue un accidente aislado, sino la manifestación visible de tensiones que venían acumulándose desde hacía años: una penetración renovable creciente sin suficiente flexibilidad asociada y un sistema cada vez más expuesto a episodios de sobreoferta y precios extremos. Desde ese momento, toda la conversación giró en torno a una pregunta: ¿cómo garantizar la seguridad de suministro y la estabilidad del sistema en un escenario profundamente descarbonizado? La respuesta apunta de forma inequívoca al almacenamiento y a las distintas formas de flexibilidad no fósil.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, 2025 ha confirmado tendencias ya visibles en años anteriores. La volatilidad se ha intensificado y los episodios de precios cero o negativos han dejado de ser anecdóticos para convertirse en estructurales. Durante la primavera y buena parte del verano, la combinación de alta producción renovable, una demanda moderada y unos recursos de flexibilidad insuficientes para el escenario actual provocó situaciones recurrentes de saturación.

Lo más significativo es que esta dinámica se ha producido sin un crecimiento relevante de la generación renovable en términos de energía producida. Tal y como muestran

los datos en año móvil publicados por REE, la generación renovable en 2025 apenas ha aumentado respecto a 2024. Sin embargo, si se ha registrado un incremento notable tanto en la turbinación como en el consumo de bombeo, señal inequívoca de que el sistema está utilizando de forma más intensiva los recursos existentes para gestionar desequilibrios, sin que ello se traduzca en una mayor aportación neta de energía limpia al mix.

Este desacoplamiento entre potencia instalada, energía generada y valor de mercado constituye una de las grandes paradojas del momento actual. El sistema produce energía renovable, pero cada vez con menor valor marginal en amplias franjas horarias y, al mismo tiempo, sigue necesitando recursos firmes y flexibles en los momentos críticos.

El apagón actuó como un potente acelerador de esta toma de conciencia. Su impacto fue especialmente profundo en dos ámbitos. Por un lado, en instalaciones detrás del contador, donde el almacenamiento dejó de percibirse como una herramienta de optimización económica para convertirse, también, en un elemento de resiliencia. En los ámbitos residencial, comercial e industrial, la capacidad de mantener el suministro ante un fallo de red forma ya parte real de la propuesta de valor.

Por otro lado, en el almacenamiento conectado a red, el apagón reforzó la idea de que no basta con añadir megavatios renovables si estos no van acompañados de capacidad de gestión. La flexibilidad dejó de ser un concepto abstracto para convertirse en un requisito operativo, especialmente en un contexto de “modo de operación reforzado”.

Uno de los cambios más relevantes de 2025, aunque menos visible para el gran público, ha sido la evolución de la financiación de proyectos de almacenamiento. Si hace apenas dos o tres años estas tecnologías eran percibidas con cautela por parte de bancos y fondos, hoy el panorama es sensiblemente distinto. Las entidades financieras han acumulado experiencia, los modelos de ingresos se comprenden mejor y el apetito inversor ha crecido de forma significativa.

Los proyectos de baterías, tanto stand-alone como hibridados, están comenzando a cerrar financiaciones con estructuras cada vez más sofisticadas, en las que se combinan ingresos procedentes del mercado eléctrico, de los servicios de ajuste, de acuerdos a largo plazo con terceros gestores de energía —que asumen la optimización y operación en mercado— y del apoyo público. Esta convergencia de fuentes de ingresos refleja una clara maduración del sector y resulta fundamental

para reducir la percepción de riesgo, facilitar la bancabilidad de los proyectos y permitir que el despliegue del almacenamiento escala más allá de las iniciativas estrictamente subvencionadas.

En este contexto, 2025 ha estado marcado por una intensa actividad en materia de ayudas públicas al almacenamiento. Los instrumentos vinculados al PERTE de descarbonización industrial, al PERTE ERHA y a los fondos FEDER han seguido canalizando recursos hacia proyectos de baterías, almacenamiento térmico y bombeo. Al mismo tiempo, la experiencia acumulada ha puesto de manifiesto la necesidad de adaptar los calendarios de ejecución a la complejidad técnica y administrativa de estos proyectos, impulsando propuestas para ampliar plazos y reforzar la seguridad jurídica.

Desde el punto de vista regulatorio, 2025 ha sido un año de transición. Los cambios iniciados en 2024 en el diseño del mercado eléctrico han comenzado a desplegarse, con especial relevancia del paso a intervalos de 15 minutos y la progresiva integración en plataformas europeas de servicios de ajuste. Asimismo, la introducción de nuevos servicios, como el control de tensión, ha abierto oportunidades claras para el almacenamiento, que se consolida como un actor clave en la operación del sistema. No obstante, persisten asignaturas pendientes relevantes: el acceso flexible a la red, la plena integración de la demanda agregada y, sobre todo, la concreción del mercado de capacidad.

Si 2025 ha sido el año del diagnóstico, 2026 debe ser el año de la acción. Las necesidades de flexibilidad del sistema ya no son una hipótesis futura, sino una realidad presente. La metodología europea para calcular estas necesidades comenzará a arrojar resultados concretos y España deberá traducirlos en instrumentos efectivos y coherentes con los objetivos de descarbonización.

En este contexto, el mercado de capacidad adquiere una relevancia central. El análisis de cobertura nacional del sistema eléctrico peninsular español identifica necesidades claras de capacidad firme para los horizontes de 2028 y 2030, lo que refuerza la urgencia de poner en marcha un mecanismo que reconozca y remunere adecuadamente los recursos que aportan seguridad de suministro. El almacenamiento, especialmente en sus modalidades de mayor duración, está llama-



do a desempeñar un papel protagonista en este esquema.

Esta visión conecta directamente con el documento estratégico publicado por ASEALEN en julio, que articula en doce puntos el papel del almacenamiento como vector esencial de equilibrio, resiliencia y competitividad del sistema eléctrico. En él se subraya que el almacenamiento no es solo una herramienta para integrar renovables, sino un elemento clave para reducir costes energéticos, disminuir la dependencia de combustibles fósiles, optimizar el uso de las redes y convertir la demanda en un actor flexible y activo del sistema.

Dentro de este marco, el Plan Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PN-HAE) ocupa un lugar destacado. El bombeo hidráulico es, hoy por hoy, la tecnología mejor posicionada para aportar almacenamiento estacional a gran escala, imprescindible para un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables variables. Su desarrollo exige avanzar con decisión y coordinación entre las políticas de agua, energía, medio ambiente y planificación de red, evitando que los retrasos condicionen tanto los objetivos estratégicos como los proyectos que la iniciativa privada ya está impulsando.

Esta necesidad de acelerar el despliegue del almacenamiento es aún más acuciante

en los sistemas eléctricos insulares, donde la menor robustez de red, los mayores costes de generación y la elevada dependencia de combustibles fósiles hacen del almacenamiento una condición necesaria para mejorar la seguridad de suministro, reducir emisiones y contener el coste de la electricidad.

De cara a 2026, todo apunta a que se abrirán pronto nuevas consultas públicas y líneas de apoyo para dar continuidad al despliegue del almacenamiento. Sin embargo, el verdadero reto va más allá de nuevas convocatorias. Se trata de consolidar un marco estable y predecible que reconozca plenamente el valor sistémico de la flexibilidad no fósil y permita a los proyectos avanzar con independencia del ciclo presupuestario.

El año 2025 ha dejado una lección clara: la transición energética no puede apoyarse únicamente en la incorporación acelerada de nueva generación renovable. Sin almacenamiento, sin flexibilidad y sin una visión integrada del sistema, la fragilidad aumenta. El apagón lo hizo visible, pero también abrió una oportunidad. Si 2025 fue el año en que el sistema mostró sus límites, 2026 debe ser el año en que sepamos transformarlos en palancas de cambio, haciendo del almacenamiento una infraestructura estratégica al servicio de una descarbonización eléctrica segura, resiliente y duradera.