

Radiografía de las consecuencias del apagón un año después

- Algunas de las consecuencias del apagón son que la potencia instalada BESS en España creció un 589% entre abril de 2025 y abril de 2026, las renovables pueden participar en el control de tensión, el gas ha sido protagonista en el mix y las interconexiones avanzan.



<https://www.pv-magazine.es/2026/04/27/radiografia-de-las-consecuencias-del-apagon-un-ano-despues/>

Lunes, 27 abril 2026

Un año después del apagón del 28 de abril de 2025, el análisis técnico y la respuesta regulatoria han redefinido la seguridad de suministro en un sistema eléctrico español en plena transición y con elevada penetración renovable desde 2018. Lejos de ser un fallo aislado, los informes de expertos (principalmente, el Comité designado por el Gobierno de España, el de Red Eléctrica y los dos de Entso-E) concluyen que el incidente fue resultado de una combinación de factores operativos y estructurales que evidenciaron vulnerabilidades en la gestión de un mix dominado por tecnologías renovables.

El evento se inició con la pérdida súbita de unos 15 GW de generación en segundos, desencadenando un colapso en cascada hasta el “cero eléctrico”. La secuencia mostró desviaciones de tensión, oscilaciones de frecuencia y desconexiones automáticas, reflejando la criticidad del control dinámico en tiempo real.

Entre las causas principales destacó la insuficiente capacidad de control de tensión, vinculada a la menor presencia de generación síncrona. En un sistema con alta penetración de renovables no síncronas, como fotovoltaica y eólica, la provisión de servicios auxiliares inercia, regulación de frecuencia y potencia reactiva) se complica, reduciendo la capacidad de absorber perturbaciones. A ello se sumó la escasa implantación de almacenamiento (unos 28 MW en baterías), que limitó la respuesta rápida, y la baja interconexión internacional, que restringió el apoyo externo.

El diagnóstico evolucionó hacia una visión sistémica: no hubo una causa única, sino una concatenación de fallos y condiciones que superaron la capacidad de respuesta. Este enfoque ha guiado las medidas posteriores, orientadas a reforzar tanto la operación en tiempo real como la planificación estructural del sistema eléctrico.

Impulso al almacenamiento

Pese a que la potencia instalada de baterías de almacenamiento ha crecido más de un 500% tras el apagón, España se sitúa a la cola de Europa, muy lejos de Alemania, Italia o Reino Unido, que disponen de varios GW de potencia instalada.

Según datos de Red Eléctrica, en abril de 2025 había en España una potencia instalada de baterías de 28 MW. Un año después, en abril de 2026, la potencia instalada es de 193 MW. Es decir, un crecimiento interanual de 589%, si bien la tramitación de proyectos BESS en España se dispara un 464% interanual.

La demanda de instalaciones de almacenamiento en el sector del autoconsumo ha experimentado en 2025 un repunte del 119%, y la capacidad ha pasado de 155 MWh a 339 MWh, según los datos obtenidos a través de APPA Renovables.

La instalación de baterías para autoconsumo se ha elevado un 155% en el sector residencial y un 95% en comercial/industrial, sector que en 2023 contaba con una capacidad de almacenamiento vinculada al autoconsumo en fábricas y comercios de 0 MWh.

Otros avances regulatorios

La supervisión y control del sistema eléctrico ha sido otra transformación positiva conseguida como consecuencia del apagón. Se han establecidos mecanismos y protocolos para todos los agentes eléctricos con obligación de mayor transparencia y datos en tiempo real; se ha reforzado, por ejemplo, la capacidad de inspección de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC); y se han modificado los procedimientos operativos para que las plantas renovables pudieran implementar rampas de subida y bajadas para evitar fallos en cascada. Además, las renovables han empezado a controlar la tensión a través de grid forming, una demanda histórica del sector renovable.

En materia de redes, el Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó meses después del apagón su propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de electricidad para el periodo 2025-2030. La nueva hoja de ruta prioriza inversiones de cerca de 13.600 millones de euros para integrar energías renovables, mejorar interconexiones y apoyar la electrificación industrial. El plan busca consolidar un sistema descarbonizado con un 81% de renovables en el mix para 2030.

También se han tomado algunas medidas para impulsar la electrificación de la demanda. En el Real Decreto aprobado en noviembre de 2025, que recuperó las medidas del fallido Real Decreto-ley 7/2025, se fomenta la conexión a las redes de nuevas actividades económicas, principalmente industriales.

En esa disposición, se fija además la caducidad de los derechos de acceso y conexión para demanda a los cinco años de haber sido otorgados con el objetivo de prevenir el acaparamiento y la especulación. Otra medida importante es el acortamiento de los plazos de respuesta de las distribuidoras a la hora de poner en marcha las extensiones de red, por ejemplo, para la recarga de vehículos eléctricos.

Las tareas pendientes

Pese al despliegue de las renovables, el consumo energético total del país depende en más de un 70% de combustibles fósiles. Según señala Fundación Renovables en un estudio difundido este lunes, solo las importaciones de gas y petróleo han costado el año pasado más de 51.000 millones de euros, por lo que reducir la dependencia del gas y acelerar la electrificación en sectores claves como la movilidad, la industria y la climatización es un paso clave y determinante que España tiene que dar de aquí en adelante.

Si bien, en 2025 se registraron datos positivos de generación eléctrica con fuentes renovables, también se evidenciaron los problemas de saturación de la red que obligaron a desaprovechar una parte significativa de la electricidad generada con estas tecnologías. De media, el 3,11% de la electricidad renovable tuvo que ser vertida al no poder integrarse en la red, con momentos del año, como el mes de julio, en el que el porcentaje *curtailments* renovables se elevó por encima del 10%. Esto tiene que ver, en parte, con las restricciones técnicas de red implementadas tras el apagón. En total, se desperdiciaron 5.414 GWh de electricidad generada con renovables.

A ello se suman el elevado número de horas con precios negativos: España registra un nuevo récord de precios negativos en el primer trimestre, con 397 horas.

Consecuencias negativas

Una de las consecuencias no tan positivas del apagón ha sido la activación por parte de Red Eléctrica de un sistema de refuerzo basado en un mayor uso de los ciclos combinados de gas para dar más estabilidad y seguridad al sistema eléctrico. Como consecuencia, la producción eléctrica con gas se disparó un 50% entre mayo y diciembre del año pasado, y con ello, las emisiones de CO2 del sector eléctrico, que aumentaron un 9% en el último año, lo que supone 2.444.735 ton CO2 eq más que el año anterior, tal como confirma el informe publicado por el Observatorio de la Sostenibilidad.

El incremento de los costes se ha duplicado: los costes de operación del sistema eléctrico suman 1.800 millones de euros en lo que va de año, según el nuevo Observatorio del Coste de los Servicios de Operación, que lanzan la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), la Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ACENEL), la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE), la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE), la Alianza por la Competitividad de la Industria Española y la Confederación de Consumidores (CONSUMES). En concreto, los servicios de ajuste han pasado de los 0,017 euros/kWh de febrero de 2025 a los 0,029 euros/kWh en febrero de 2026.

No obstante, en las últimas semanas se ha empezado a notar una reducción significativa en el coste de los servicios de ajuste, debido a que cada vez más renovables están empezando a ejercer labores de control de tensión.

El apagón también ha evidenciado que nuestro sistema eléctrico sigue muy aislado respecto al resto de Europa. Un año después, la capacidad comercial de intercambio con el sistema europeo sigue representando solo un 4% de la capacidad de producción instalada en España, un porcentaje que está por debajo del mínimo recomendado por Bruselas.

En 2025 se ha dado comienzo a las obras de la línea subterránea de la interconexión submarina con Francia a través del Golfo de Bizkaia, una interconexión de 400 kilómetros que aumentará la capacidad de intercambio de 2.800 MW a 5.000 MW, y la semana pasada, el MITECO anunció la firma de un memorándum de entendimiento con Irlanda para estudiar una interconexión submarina entre ambos países.

Responsabilidades y causas

La CNMC ha dado el primer paso administrativo tras casi un año de investigación del apagón y ha abierto la vía para determinar responsabilidades y posibles reclamaciones judiciales. El 17 de abril incoó 20 expedientes sancionadores: uno muy grave contra Red Eléctrica y otros 19 de carácter grave contra instalaciones de Endesa, Iberdrola, Naturgy, además de Repsol y Bahía de Bizkaia Electricidad.

Posteriormente, el regulador amplió las actuaciones con otros 35 expedientes adicionales (principalmente a Endesa e Iberdrola) que no están directamente vinculados al apagón y en algunos casos se refieren a hechos de hasta dos años anteriores. La CNMC dispone ahora de un plazo de hasta 18 meses para resolver e imponer, en su caso, sanciones.

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