

La gran certeza un año después del apagón: la factura ha subido un 13%

La investigación de la CNMC se da hasta 18 meses más para señalar responsables

PILAR BLÁZQUEZ
Madrid

El próximo martes se cumple un año de que una oscilación del sistema eléctrico europeo, localizada en el suroeste de España, detonase una endiablada cadena de sucesos que acabó dejando a oscuras a más de 50 millones de personas en toda la península Ibérica, el 28 de abril del 2025. Además de una pormenorizada secuencia de lo ocurrido cada milisegundo de aquel día, la única gran certeza es que el incidente ha comportado un alza de más del 13% en la factura de los consumidores con contratos a precios regulados.

Fue “el incidente más grave en el sistema eléctrico de Europa en los últimos 20 años”, según lo ha calificado el informe elaborado por casi medio centenar de expertos para Entso-e, la patronal de las empresas europeas que gestionan redes eléctricas. Tanto que ha marcado un punto de inflexión en el modo de operación del sistema y en la infraestructura del mismo, a raíz de las debilidades que ha sacado a la luz. Fue “fruto de una combinación de muchos factores que interactuaron entre sí, entre ellos las oscilaciones, las deficiencias en el control de la tensión, las rápidas reducciones de potencia y las desconexiones de generadores en España”, según el literal

del informe de Entso-e, análisis compartido por todos los informes anteriores y posteriores. Lo que todavía está por dilucidar es a quién atribuir esas “deficiencias de control” o, como todos los afectados quisieran saber, de quién fue la culpa. El operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica (REE), y las empresas de distribución llevan todo el año señalándose mutuamente. REE acusa a la eléctricas de desconexiones indebidas de plantas fotovoltaicas y de incumplimiento de sus compromisos de control de tensión del sistema en algunas de las instalaciones de energía sincrónica (ciclos combinados y nuclear). Las eléctricas, por su parte,

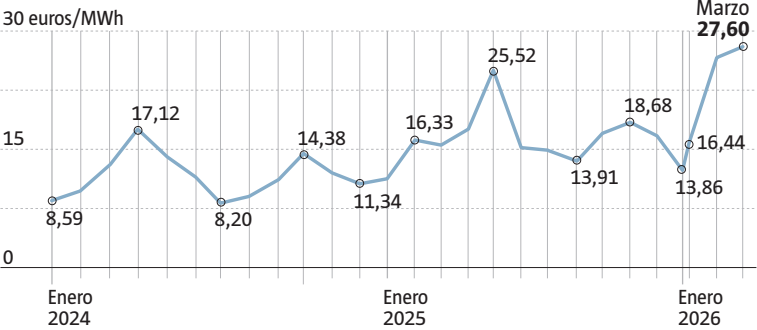
mantienen que REE es el operador de la red y responsable de su funcionamiento, y le acusan de haber programado inadecuadamente el mix energético del 28 de abril y haber arriesgado dejando entrar demasiada energía renovable y pocos ciclos combinados por presiones políticas procedentes de Gobierno. Los informes técnicos se han li-

La operación reforzada es el más visible de los cambios, y el primero que los clientes han notado en el recibo

mitado a escudriñar milisegundo a milisegundo lo ocurrido sin señalar a nadie. Para acercarse a esa respuesta habrá que esperar quizá otro año o incluso hasta 18 meses si la CNMC agota el plazo que se ha dado para investigar los 60 expedientes de sanción que, por el momento, ha abierto contra Red Eléctrica, las principales empresas de distribución en España y varios propietarios de ciclos combinados de gas. Unas conclusiones que apuntan con decepcionar a muchos. “Probablemente, todos los implicados actuaron correctamente en algunas situaciones, y no tanto en otras”, resume recogiendo el sentir generalizado del sector Diego Sanz, director de energía y

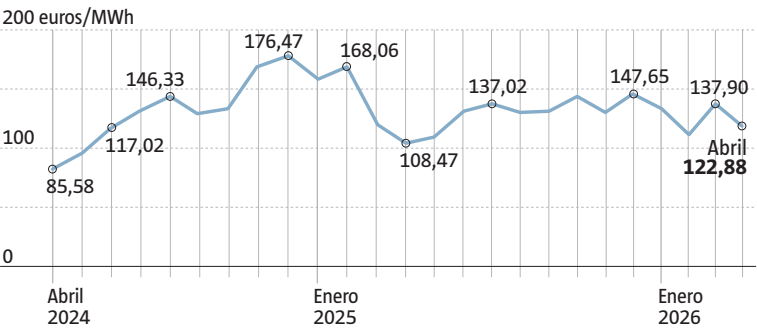
El sobrecoste del apagón

Precio medio mensual de servicios de ajuste (euros/MWh)



Precios del PVPC en España

Precio medio mensual (euros/MWh), datos de la Península



PVPC: Precio voluntario para el pequeño consumidor. Es la tarifa regulada de electricidad en España

FUENTE: Selectra

LA VANGUARDIA



Una familia, cenando a la luz de las velas el día del apagón, el 28 de abril del 2025



empresas de servicios de la ingeniería digital VASS.

De lo que no hay ninguna duda es de que el apagón ha marcado un punto de inflexión en el sistema energético español y ha demostrado que ni era tan robusto como se pensaba hasta aquel día ni estaba tan controlado como se creía.

“La seguridad del suministro ha pasado de ser un concepto teórico a que garantizarla sea el primero de los objetivos. Todos los operadores han tomado conciencia de la necesidad de modernizar, digitalizar y cubrirse ante ciberataques, de que eso es esencial para el futuro. Es ahí donde se están destinando ingentes cantidades de inversión”, asegura Sanz.

Mientras ese agujero se tapa, Red Eléctrica tira de las herramientas clásicas para conseguirlo. Lo demostró desde el primer momento con la aplicación de la denominada operación reforzada del sistema. “Saca del programa de generación a las renovables que han casado vía mercado y las sustituye por nucleares y gas vía *restricciones técnicas* cuando el mix es desequilibrado. Desde entonces, tenemos un mix de ge-

neración con más energía síncrona (ciclos combinados de gas y nucleares) capaz de contribuir al control de tensión. Esto nos ha costado en torno a 1.500 millones de euros (Red Eléctrica reduce ese cálculo a 666 millones) entre el 30 de abril del 2025 y el 31 de marzo del 2026”, explica Jorge Nera, fundador de Nera Energía.

Un coste que va directo a las facturas de los consumidores, para los que, según los cálculos de la consultora Selecta, ha supuesto un incremento medio del 13,2% del precio regulado. El impacto es mucho mayor en las grandes industrias.

El control del sistema tampoco era tan exhaustivo. “El colapso puso de manifiesto deficiencias de monitorización en tiempo real. Para solventarlo se están desplegando sensores avanzados, sistemas de control automatizado, y tanto Red Eléctrica como las distribuidoras están invirtiendo en redes inteligentes, comunicaciones de emergencia y más sistemas de ciberseguridad”, apunta Eduardo González, socio responsable de energía y recursos naturales de KPMG en España.

El despliegue regulatorio que han puesto en marcha el Gobierno y la CNMC en el último año es otro ejemplo de que las leyes y los procedimientos de operación no se habían impulsado al ritmo que requería la rápida e intensa llegada de fuentes renovables. Permitir que las instalaciones renovables más modernas puedan controlar la tensión es solo uno de los muchos cambios que se están haciendo en ese ámbito. Y se está estudiando armonizar criterios con los aplicados en la Unión Europea, como el límite de tensión al que saltan los elementos de seguridad en las plantas de generación.

“El apagón también evidenció puntos débiles en la infraestructura”, recuerda González. Por ello, el Gobierno y Red Eléctrica han revisado la planificación de la red de transporte, se han impulsado políticamente las interconexiones, sobre todo con Francia, además de mejorar nudos de conexión internos. Controlar la tensión requiere una supervisión local que no era necesaria cuando se pensaba que solo era importante controlar la frecuencia de la red.●



MANÉ ESPINOSA