

Las piezas que faltan

La fotovoltaica, a la espera
del almacenamiento y el aumento
de la demanda



K4K Food4Thought: de los errores inevitables a la reconstrucción de la confianza

Esta nota no pretende ser un documento técnico, sino una reflexión razonada sobre cómo se comportan —y a veces fallan— los sistemas eléctricos modernos. El autor se excusa por cualquier simplificación y agradece la comprensión si no acierta en todos los detalles técnicos.

Tras la publicación del informe factual de Entso-E — que siguió a los análisis previos de REE y MITECO — y después de conocer las reacciones de UNEF y las diversas interpretaciones aparecidas en los medios, disponemos por fin de una visión más clara de lo ocurrido, por lo que ahora toca preguntarse qué hemos aprendido y qué queda por reconstruir

A las 12:33 CEST del 28 de abril de 2025, España y Portugal se quedaron a oscuras: fue el mayor apagón en Europa en más de veinte años. En los días siguientes se multiplicaron las explicaciones y teorías: ciberataque, exceso de renovables, error humano, protecciones mal calibradas. Pero estos episodios no son tan extraordinarios como parecen. Los apagones ocurren incluso en sistemas avanzados y bien gestionados, operados por profesionales competentes con tecnología moderna. Los fallos son inevitables. Lo importante no es buscar culpables, sino aprender.

La transición energética está impulsando una transformación sin precedentes en la forma de operar los sistemas eléctricos, y en un proceso de esta magnitud es normal que haya tropiezos. Este artículo no pretende cerrar el debate técnico, sino ofrecer una reflexión económica e institucional sobre lo que este evento revela acerca de los límites de nuestros modelos, la gestión de la incertidumbre y, sobre todo, la importancia de la confianza como activo esencial en los sistemas eléctricos modernos.

Lo que sabíamos entonces

Cuando, apenas dos días después del suceso, escribí mis primeros pensamientos, propuse mirar el apagón con serenidad: no como un fracaso nacional, sino como una oportunidad para entender cómo se comportan los sistemas complejos. Recordaba que detrás de cada apagón hay tres capas:

1. un desencadenante,
2. una vulnerabilidad estructural, y
3. una falla operativa o regulatoria.

El informe factual de Entso-E, publicado el 3 de octubre de 2025, confirma esencialmente esa misma estructura. Hubo un desencadenante — una cascada de desconexiones de generadores por estrés de tensión —; hubo vulnerabilidades — márgenes de potencia reactiva cada vez más ajustados —; y hubo límites institucionales — normas y protecciones diseñadas para un sistema más simple que el actual.

“A veces olvidamos que la resiliencia no solo se mide en megavatios, sino también en perspectiva”

En aquel artículo también insistí en que los apagones no deben dramatizarse: forman parte del proceso de aprendizaje de una red que evoluciona más rápido de lo que lo hacen sus reglas. Casos similares se han producido en países tan avanzados como Estados Unidos (2003), Alemania (2006), Reino Unido (2019) o Australia (2016). Cuando las redes alcanzan cierto nivel de interdependencia, los fallos dejan de ser incidentes aislados y se convierten en fenómenos emergentes: el resultado de cómo interactúan en tiempo real miles de protecciones automáticas y sistemas de control.

Lo que aprendimos después

Meses después, el 20 de junio de 2025, ya con más información de REE y MITECO, aclaré que no se trataba de un problema de previsiones fallidas por parte del operador del sistema. REE gestionó razonablemente los riesgos que conocía; lo que falló fueron los elementos que aún no se saben predecir. Lo dije entonces y sigue siendo válido: necesitamos mejores herramientas para manejar lo imprevisible.



Los apagones ocurren incluso en sistemas avanzados y bien gestionados, operados por profesionales competentes con tecnología moderna. Los fallos son inevitables. Lo importante es aprender de ellos.

Pero esas herramientas ya no bastan. El informe de Entso-E lo muestra con claridad: en cuestión de segundos, el sistema ibérico pasó de la normalidad a la desconexión total. Los modelos tradicionales tipo N-1 no habrían captado esas dinámicas no lineales. Por eso, más que buscar culpables, debemos evolucionar.

Lo que el TSO realmente necesita no es otro manual, sino herramientas que anticipen lo inesperado: simulaciones más realistas, mejor capacidad de control de tensión y mecanismos que conviertan los datos en decisiones útiles en tiempo real.

Cómo se contó la historia: prensa, sector y hechos

Tras la publicación del informe factual, los medios ofrecieron lecturas muy distintas. Algunos buscaron culpables; otros, simplemente, entender. *El Periódico de la Energía* abrió con el titular “Los expertos europeos reparten culpas entre REE y algunas plantas de generación.” *Cinco Días* recogió declaraciones de Iberdrola acusando a REE de “gestión temeraria y negligente”.

El País lamentó la falta de datos de algunas empresas, y *El Economista* habló de una “culpa compartida” entre la gestión del operador y la elevada generación renovable.

En cambio, **pV magazine** — en los artículos de Pilar Sánchez Molina — adoptó una mirada más analítica: subrayó las disputas sobre los datos, la complejidad técnica del evento y las limitaciones reglamentarias que aún afectan al control de tensión, sin convertirlas en juicios morales. Por su parte, UNEF recordó que el informe no culpaba a las renovables, sino que señalaba limitaciones normativas — especialmente las de la antigua P.O. 7.4 — que restringían su participación en el control de tensión. La asociación celebró su actualización posterior como un paso en la dirección correcta, aunque su aplicación práctica sigue en curso.

Entre los titulares sensacionalistas y los análisis ponderados hay una diferencia crucial: unos buscan responsables; otros, soluciones. Y es en ese segundo grupo — el de aprender, no señalar — donde prefiero situarme.

No basta con mejorar los procedimientos: hay que reconstruir la confianza

Después de un apagón, el instinto natural es redactar nuevas normas, revisar protocolos, multiplicar formularios. Y sí, es necesario actualizar los procedimientos — como la nueva P.O. 7.4 en España — pero eso solo resuelve una parte del problema. El verdadero desafío es reconstruir la confianza entre generadores, operador del sistema y regulador.

REE creyó tener el sistema bajo control; los generadores pensaban estar cumpliendo sus obligaciones; el regulador creía que las reglas eran suficientes. Sin embargo, cuando todo falló a la vez, surgió una pregunta más profunda: ¿en quién confiamos cuando el sistema entra en lo desconocido?

Sin confianza, cualquier nuevo protocolo es frágil. Los generadores dudarán en seguir instrucciones si temen ser sancionados por resultados fuera de su control. El operador dudará en intervenir si siente que cada decisión puede volverse en su contra. Y el regulador, atrapado entre ambos, corre el riesgo de diseñar reglas excesivamente defensivas.

Reconstruir la confianza no es un acto administrativo; es un proceso que exige transparencia, comunicación honesta y

la aceptación mutua de que nadie lo sabe todo. La resiliencia técnica depende de la resiliencia institucional: un sistema eléctrico es tan fuerte como la cooperación entre quienes lo operan y quienes lo regulan. Sin confianza, incluso el mejor protocolo se convierte en letra muerta.

Hacia una visión más madura

A veces olvidamos que la resiliencia no solo se mide en megavatios, sino también en perspectiva. Un sistema maduro no es aquel que nunca falla, sino el que sabe levantarse sin perder la calma.

Esa calma tiene un componente técnico —restaurar tensión, frecuencia, interconexiones— y otro humano —mantener la cooperación entre quienes lo hacen posible—.

Por eso, más allá de nuevos modelos o algoritmos, necesitamos un pacto de confianza: uno que reconozca que la transición energética nos llevará por caminos irregulares, y que la clave no está en evitar todos los baches, sino en aprender a conducir mejor.

El informe factual de Entso-E aporta los datos; UNEF añade la voz del sector renovable, recordando que las renovables no

Qué dicen el informe factual de Entso-E y los demás estudios

A las 12:33 CEST del 28 de abril de 2025, el sistema ibérico sufrió una rápida secuencia de desconexiones de generadores provocadas por sobretensión, que desembocó en la pérdida de sincronismo con Europa continental y Marruecos. En cuestión de segundos se desconectaron alrededor de 2,5 GW de generación y unos 15 GW de carga y bombeo.

La perturbación se desarrolló como un colapso de tensión y de potencia reactiva, no como un problema de frecuencia o de inercia. Unos minutos antes se habían detectado dos oscilaciones —aproximadamente de 0,63 Hz y 0,21 Hz—; las acciones emprendidas para amortiguarlas, incluido un cambio de modo del enlace HVDC Francia-España, estabilizaron parcialmente la frecuencia, pero incrementaron las tensiones y redujeron los márgenes reactivos.

ENTSO-E, REE, MITECO, Comillas-IIT y Compass Lexecon / INESC TEC describen la misma cadena física de acontecimientos, aunque difieren en el énfasis y el tono:

- **REE** informó de que varias plantas se desconectaron antes de alcanzar los umbrales de protección definidos en la P.O. 1.1 y la Orden TED/749/2020, y de que algunas unidades sujetas a la P.O. 7.4 no aportaron el soporte dinámico de tensión requerido.
- **MITECO** respaldó esa versión, señalando que los márgenes de potencia reactiva ya eran reducidos debido a las oscilaciones registradas a comienzos de esa semana.
- **Comillas-IIT** analizó el suceso como un colapso de estabilidad de tensión provocado por la desconexión generalizada

de generación basada en inversores que operaba con factor de potencia fijo y por la escasa aportación sincrónica en las zonas de red más débiles.

- **Compass Lexecon / INESC TEC** coincidió en la física del evento, pero sostuvo que las maniobras del operador para mitigar las oscilaciones (cambio de modo HVDC y reconexión de líneas) incrementaron aún más la tensión y redujeron la capacidad de absorción reactiva; describió el episodio como un fallo generalizado de control de tensión, más que como errores puntuales de planta.
- **Entso-E** reprodujo la misma lógica de bandas de tensión (405-410 kV en nudos de 400 kV), pero no confirmó incumplimientos, alegando datos incompletos o no sincronizados de varios generadores.

La reconexión avanzó de forma ordenada: Portugal restableció el servicio a las 00:22 del 29 de abril, la red de transporte española a las 04:00, y el 99,95 % de la demanda quedó restablecido hacia las 07:00, con cierre técnico a las 14:36.

Todos los informes coinciden en que el apagón fue consecuencia de una combinación de limitaciones de modelo, comportamiento de protecciones y falta de control de tensión suficiente, y no de un error operativo ni de una tecnología renovable concreta. El informe factual de ENTSO-E evita asignar responsabilidades — que se reservarán para el informe final previsto para el primer trimestre de 2026 —, pero subraya la necesidad de mejorar la modelización dinámica, completar el intercambio de datos y ampliar la capacidad de control de tensión a todos los tipos de generadores.



“Necesitamos un pacto de confianza: uno que reconozca que la transición energética nos llevará por caminos irregulares, y que la clave no está en evitar todos los baches, sino en aprender a conducir mejor”.

fueron “culpables” sino parte de un sistema que aún limita su capacidad de contribuir al control de tensión. Ambos puntos son válidos. Pero la lección más profunda es esta: la energía del futuro no puede gestionarse solo con procedimientos, sino también con relaciones de confianza.

Epílogo

Cuando escribí mis primeras reflexiones, todos buscábamos explicaciones. Hoy, con más perspectiva, prefiero hablar de aprendizaje. El apagón del 28 de abril no fue un incidente menor, pero tampoco una catástrofe, sino una lección de humildad.

La solicitud presentada por REE a la CNMC el 7 de octubre de 2025 para introducir cambios urgentes en los procedimientos de operación demuestra que las preocupaciones expuestas en abril no se han disipado. Ni debería sorprendernos, ya que las mismas condiciones —baja demanda en la red de transporte, auge del autoconsumo, elevada generación solar, limitada capacidad térmica sincrónica en servicio y márgenes reactivos estrechos— tienden a reaparecer en primavera y otoño. Las modificaciones (en consulta pública a fecha de cierre de esta edición)—de los Procedimientos de Operación 3.1, 3.2, 7.2 y 7.4— están concebidas para dar al operador del sistema una mayor flexibilidad en la gestión de la tensión y de las reservas

de potencia reactiva durante estos periodos críticos. Son medidas excepcionales y temporales, pero ponen de relieve la necesidad de seguir siendo flexibles y adaptables.

Reconocer esa vulnerabilidad no es motivo de alarma, sino de madurez. Significa aceptar que incluso los sistemas más avanzados siguen aprendiendo a convivir con su propia complejidad. Porque, al final, eso es precisamente la resiliencia: construir confianza mientras mejoramos las herramientas, sabiendo que, incluso en los lugares más civilizados, a veces, se va la luz.

Kim Keats Martínez



Sobre el autor

Kim Keats Martínez, K4K

Aunque no soy ingeniero eléctrico, he trabajado como economista y consultor en energía desde 1997, con enfoque en mercados eléctricos e infraestructura. Estudié electricidad en la escuela secundaria y he aprendido mucho a lo largo de los años conversando con ingenieros.