



## K4K Food4Thought

### Apagón ibérico: Del análisis a la acción

---

**Nota del Autor:** 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. Esta nota no pretende ser un documento técnico, sino una reflexión razonada sobre cómo se comportan —y a veces fallan— los sistemas eléctricos modernos. Cualquier simplificación es mía, así que agradezco la comprensión si no acierto en todos los detalles técnicos. 😊

Esta cuarta reflexión continúa la serie iniciada tras el apagón ibérico del 28 de abril de 2025. En la [Parte 1](#) me centré en entender qué había ocurrido; en la [Parte 2](#), en cómo respondió el sistema; y en la [Parte 3](#), en lo aprendido y en la necesidad de reconstruir la confianza.

Esta Parte 4 se apoya en esos artículos anteriores y desplaza el foco desde la comprensión y el aprendizaje hacia una cuestión más práctica: si el sistema se está adaptando con la suficiente rapidez a lo que ahora sabemos. Desde entonces, se han añadido dos piezas importantes al rompecabezas: el informe final de [ENTSO-E](#) y las recomendaciones emitidas por la [CNMC](#). En conjunto, no cambian la narrativa desarrollada durante el último año. La confirman. Pero también proyectan el análisis hacia adelante. La cuestión ya no es si entendemos el evento, sino si estamos actuando con la urgencia que ese entendimiento exige.

#### *Lo que confirman los informes finales —y lo que aún dejan abierto*

Una de las características más llamativas del último año es el grado de convergencia entre instituciones. REE, MITERD, ENTSO-E y ahora la CNMC describen, con distintos matices, esencialmente la misma realidad física. El apagón no fue consecuencia de una falta de inercia ni de un defecto inherente a las energías renovables. Fue el resultado de un problema de control de tensión, desarrollado a través de una rápida secuencia de desconexiones de generación en condiciones de estrés.

Esa conclusión es relevante porque cierra una etapa. Gran parte del debate público inicial estuvo marcado por narrativas que, aunque comprensibles, resultaron ser engañosas: exceso de solar, insuficiente generación síncrona, error del operador. Estas explicaciones ofrecían claridad a costa de precisión. Los informes dejan ahora claro que el sistema se comportó de forma coherente con su creciente complejidad: pequeñas perturbaciones interactuando con márgenes estrechos, sistemas de protección reaccionando localmente, y una cascada resultante de la interacción de múltiples respuestas individualmente racionales.

En ese sentido, el evento no fue excepcional. Fue la manifestación de un sistema en transición.

Lo que añade el informe final de ENTSO-E, más allá del relato factual anterior, no es tanto la identificación de una causa única como el refuerzo de la naturaleza del sistema al que nos enfrentamos. Destaca la velocidad con la que evolucionaron las condiciones, las limitaciones de los modelos actuales para capturar dinámicas no lineales y las dificultades persistentes para reconstruir los eventos debido a datos incompletos o no sincronizados. Nada de esto contradice el análisis previo. Si acaso, refuerza una idea ya planteada en la Parte 2: la dificultad ya no es gestionar riesgos conocidos, sino lidiar con aquellos que siguen estando solo parcialmente comprendidos.

### ***Del diagnóstico a la acción***

Si ENTSO-E consolida el diagnóstico, el informe de la CNMC busca traducirlo en acción. Su punto de partida es explícito: el sistema eléctrico está experimentando una transformación estructural impulsada por la descarbonización, la electrificación y el creciente peso de la electrónica de potencia. El marco regulatorio y operativo, diseñado para un sistema distinto, tiene dificultades para seguir el ritmo.

Esto no se presenta como un fallo de un actor concreto. Al contrario, la CNMC reconoce que existían mecanismos y que los operadores actuaron dentro del marco disponible. Pero también deja claro que esos mecanismos ya no son suficientes por sí solos. Lo que se requiere es una adaptación del sistema en su conjunto —técnica, operativa e institucional.

Desde el punto de vista técnico, el mensaje es coherente con lo observado desde el verano de 2025: el control de tensión debe reforzarse y ampliarse. En un sistema donde la generación basada en inversores adquiere un peso creciente, la dependencia tradicional de máquinas síncronas deja de ser suficiente. La cuestión no es solo cuánta capacidad de control de tensión se necesita, sino quién la proporciona. El sistema sigue dependiendo en gran medida de generación síncrona, incluso cuando los recursos basados en electrónica de potencia representan una proporción cada vez mayor de la capacidad instalada. Estos últimos pueden aportar esa capacidad, pero solo si se configuran y se les exige explícitamente, ya que —a diferencia de las máquinas síncronas— no es una característica inherente de su funcionamiento. Las renovables no son el problema; forman parte de la solución, siempre que estén habilitadas e incentivadas para contribuir activamente a la gestión de tensión. Mientras esta transición no se complete, el sistema seguirá recurriendo a soluciones que, aunque eficaces desde el punto de vista técnico, no son necesariamente eficientes desde el punto de vista económico.

Una manifestación clara de esta transición incompleta es el recurso a la denominada “operación reforzada”, que incrementa la presencia de generación síncrona para mantener los márgenes de seguridad del sistema. Desde el punto de vista técnico, es una respuesta eficaz. Pero también es, en esencia, una solución transitoria: una forma de gestionar el riesgo apoyándose en activos diseñados para un sistema distinto, con implicaciones económicas que no pueden ignorarse.

Los requisitos en materia de control de tensión —incluidos los recogidos en la revisión del P.O. 7.4— llevaban tiempo en discusión, pero su implementación se aceleró tras el apagón. En ese sentido, el evento actuó como catalizador, convirtiendo una evolución pendiente en prioridad inmediata. La dirección es la correcta: pasar de requisitos estáticos, basados en cumplimiento, hacia un soporte dinámico y en tiempo real de la tensión.

Este cambio plantea también una cuestión más amplia sobre cómo se articula la respuesta del sistema. Tradicionalmente, estas capacidades se han definido como

obligaciones técnicas. En un sistema de creciente complejidad, esto puede no ser suficiente. Será necesario avanzar hacia mecanismos que no solo exijan, sino que también incentiven y valoren explícitamente estas prestaciones. El reto, por tanto, no es solo técnico, sino también de diseño de mercado.

Otra lección del apagón, también destacada por ENTSO-E, es que partes del sistema siguen siendo insuficientemente visibles en tiempo real. Sin datos completos —de redes de distribución, de generación de menor tamaño, de recursos embebidos— el operador se ve obligado a gestionar un sistema solo parcialmente observable. En esas condiciones, el control pasa a ser reactivo en lugar de anticipativo.

Un tercer elemento es la coordinación, tanto dentro de España como a nivel europeo. El sistema ibérico no opera de forma aislada. Oscilaciones, flujos transfronterizos y la gestión de interconexiones desempeñaron un papel en los eventos de abril de 2025. La respuesta, por tanto, no puede ser exclusivamente nacional. Requiere metodologías comunes, herramientas compartidas y un enfoque más integrado de la operación del sistema a nivel transfronterizo.

Esto también aplica dentro del propio sistema ibérico. Aunque gran parte del debate público se ha centrado en España, el apagón fue un evento conjunto, y el proceso de reposición demostró una fuerte coordinación operativa entre REE y REN. Las fuentes portuguesas han sido más contenidas en sus declaraciones públicas, pero las conclusiones técnicas son, en lo esencial, coincidentes: se trató de un comportamiento del sistema bajo condiciones de tensión estresadas, no de un fallo nacional. La lección, por tanto, es compartida.

Ninguna de estas conclusiones resulta sorprendente. Se derivan de forma lógica del diagnóstico. La cuestión relevante no es qué hay que hacer, sino con qué rapidez y determinación se implementará.

### ***Por qué el ritmo importa más que la dirección***

Un año después del apagón, la dirección es, en términos generales, la correcta. El debate técnico ha madurado, el ruido inicial se ha disipado y existe una mayor claridad sobre las prioridades. La revisión de procedimientos como el PO 7.4, las consultas en curso y las propuestas planteadas por la CNMC apuntan hacia un sistema que se está adaptando.

Y, sin embargo, persiste una sensación de gradualismo. La respuesta se está desarrollando a través de consultas, informes y ajustes regulatorios progresivos. Esto es comprensible en un sistema complejo, con múltiples actores y restricciones legítimas. Pero también plantea una preocupación. Los sistemas eléctricos no esperan a que la regulación se ponga al día. Las condiciones que caracterizaron abril de 2025 —alta generación renovable, fuertes exportaciones, menor generación síncrona y márgenes estrechos de potencia reactiva— no son excepcionales. Son cada vez más frecuentes, especialmente en primavera y otoño.

En ese contexto, el riesgo no es avanzar en la dirección equivocada, sino avanzar demasiado despacio en relación con la velocidad de cambio del propio sistema. La propia CNMC lo reconoce implícitamente al subrayar la necesidad de un marco regulatorio más dinámico, capaz de adaptarse a condiciones cambiantes. La implicación es clara: un enfoque basado en ajustes incrementales puede no ser suficiente para seguir el ritmo de un sistema cuyo comportamiento evoluciona con mayor rapidez.

### ***Dónde está la verdadera restricción***

Conviene recordar que las soluciones que se están planteando no son especulativas. El control avanzado de tensión mediante recursos basados en inversores, el despliegue de capacidades “grid-forming” y la mejora de la observabilidad del sistema ya se están implementando en sistemas como el mercado eléctrico australiano, partes de Estados Unidos (especialmente California y Texas) y, más recientemente, en el Reino Unido.

La restricción no es tecnológica, sino de implementación: definir requisitos claros, alinear incentivos, asegurar el cumplimiento y coordinar entre instituciones. En definitiva, es una cuestión de gobernanza.

Esto conecta con un punto planteado en la Parte 3, aunque desde otro ángulo. Allí el foco estaba en la confianza —entre el operador del sistema, los generadores y el regulador—. Ese aspecto sigue siendo relevante. Un sistema en el que los actores no confían plenamente en el comportamiento de los demás bajo estrés tenderá a operar de forma defensiva, con mayores márgenes y menor eficiencia. Pero la confianza por sí sola no basta. Debe ir acompañada de claridad: expectativas claras, responsabilidades claras, y consecuencias claras.

### ***Del aprendizaje a la ejecución***

Durante el último año, el apagón ibérico ha sido analizado desde múltiples perspectivas: técnica, regulatoria e institucional. Hemos pasado de la especulación a la evidencia, de narrativas contrapuestas a una comprensión ampliamente compartida. Eso es, en sí mismo, un logro. Pero comprender es solo el primer paso.

La siguiente fase es menos visible, pero más exigente. Implica transformar recomendaciones en requisitos, asegurar que las nuevas capacidades no solo se definan, sino que se desplieguen, y construir un sistema capaz de operar de forma fiable en condiciones que ya no son excepcionales, sino habituales.

No se trata de eliminar el riesgo. Ningún sistema de esta complejidad puede ser inmune al fallo. Se trata de reducir la probabilidad de eventos similares y, sobre todo, de evitar que perturbaciones puntuales escalen hasta convertirse en un colapso sistémico.

### ***Reflexión final***

Cuando escribí el primer artículo de esta serie, el sistema ibérico —no solo España, sino el conjunto de los sistemas español y portugués— acababa de sufrir un shock importante. La reacción natural fue buscar explicaciones. Un año después, las explicaciones no escasean. El reto ahora es distinto.

Estamos avanzando, en términos generales, en la dirección correcta. El diagnóstico es sólido y las soluciones son conocidas. Pero la eficacia de la respuesta dependerá menos de lo que sabemos que de la rapidez y la determinación con la que actuemos sobre ese conocimiento.

Más allá de la dirección, también será necesario medir el progreso. Un sistema más resiliente no solo debería reducir la probabilidad de eventos extremos, sino también operar de forma más eficiente. Si las medidas adoptadas funcionan, cabría esperar una menor dependencia de mecanismos de respaldo costosos y, con ello, una reducción progresiva de los costes del sistema. Si esto no ocurre, el riesgo es otro: no estar resolviendo el problema, sino simplemente aprendiendo a convivir con él a un coste mayor.

Porque el sistema no se detiene. Y si hay una lección que deja abril de 2025, es que la complejidad no perdona los retrasos.

Sr. Kim Keats Martínez

Madrid, 20 de marzo de 2026