



Anatomía de un colapso: análisis del apagón ibérico del 28 de abril de 2025

- El apagón ibérico del 28 de abril de 2025 conforma la fecha del incidente de red más grave de las últimas dos décadas en el continente.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2026/03/30/anatomia-colapso-analisis-apa...>

Ignacio Mártel

Lunes, 30 marzo 2026

El 28 de abril de 2025 quedará marcado en los registros de la ingeniería eléctrica europea como la fecha del incidente de red más grave de las últimas dos décadas en el continente. A las 12:33 CEST y en cuestión de segundos, una perturbación inicialmente localizada evolucionó hacia una pérdida de sincronismo con el sistema eléctrico europeo continental, provocando el funcionamiento en isla de España y Portugal y, finalmente, un apagón generalizado sin precedentes recientes.

Este episodio puso de manifiesto la **creciente complejidad operativa de las redes eléctricas modernas**, caracterizadas por una elevada penetración de generación renovable, una dinámica más rápida de las perturbaciones y una dependencia crítica de sistemas automáticos de protección y defensa.

Lo que comenzó como una mañana de primavera típica, caracterizada por una alta penetración de energías renovables y flujos de exportación hacia el resto de Europa, derivó en cuestión de minutos en una **inestabilidad de tensión incontrolable**. El Informe Final del Panel de Expertos de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) permite reconstruir de manera detallada los hechos y analizar las principales causas técnicas del colapso y pone de relieve una compleja red de causalidades: desde oscilaciones de potencia y fallos en el control de potencia reactiva hasta desconexiones en cascada de generadores.

En este artículo desgano de manera estructurada las múltiples causas que llevaron al sistema al “punto de no retorno”, ofreciendo una visión resumida del colapso y con los tecnicismos

imprescindibles. Comprender estas causas resulta esencial para mejorar la fortaleza del sistema eléctrico en un contexto de transición energética acelerada. Todas las imágenes que aparecen aquí las he extraído del informe final elaborado por ENTSO-E.

Resumen gráfico de este artículo.

1. Condiciones Previas

Antes del incidente, el sistema operaba en un escenario de alta producción renovable (solar y eólica) y exportaciones que alcanzaban los 5 GW. Esta configuración geográfica presentaba una alta concentración de generación en el suroeste de España frente a un consumo moderado en la zona, lo que generaba fuertes tránsitos de energía hacia el norte y el resto de Europa.

A partir de las 10:30 CEST, se empezaron a registrar las primeras variaciones significativas de tensión en la red de 400 kV en España. Aunque los operadores realizaron maniobras de corrección mediante la conexión de reactancias y cambios en la topología de la red de distribución, ésta mostraba una sensibilidad creciente a cualquier variación de carga o generación.

Un factor determinante del colapso fue la aparición de **oscilaciones forzadas e interárea** :

- Alrededor de las 12:03 se detectaron las primeras oscilaciones significativas.
- A partir de las 12:19, el amortiguamiento de estas oscilaciones se volvió negativo, lo que significa que, en lugar de atenuarse, la amplitud de las oscilaciones de potencia y tensión comenzó a crecer de forma descontrolada.
- Estas oscilaciones degradaron la estabilidad del sistema y contribuyeron a la activación de protecciones que no estaban diseñadas para este tipo de fenómenos transitorios tan severos.

2. Pérdida del control de tensión y potencia reactiva

La causa técnica primaria identificada fue la **ineficacia del control de tensión** dentro del sistema español. El informe destaca varios factores críticos en este apartado:

- **Alarmas previas al colapso:** En los 30 minutos previos, se registraron cientos de alarmas por baja y alta tensión. Aunque las acciones manuales de control de Red Eléctrica fueron efectivas inicialmente, la rapidez del evento final (apenas 38 segundos) superó la capacidad de respuesta humana, dejando el sistema a merced de los controles automáticos dinámicos, que resultaron insuficientes.
- **Comportamiento de las Centrales de Ciclo Combinado:** Las centrales en operación el día del apagón (10), no ejercieron adecuadamente el control de tensión, por el cual son retribuidas.
- **Desconexiones Prematuras:** Varios generadores, principalmente centrales renovables, se desconectaron por sobretensión antes incluso de alcanzar los límites reglamentarios establecidos por la normativa vigente. Estaban localizados principalmente en Extremadura y Andalucía

Principales zonas de desconexión de generadores hasta las 12:33:18 (página 14).

3. El Efecto Cascada y el punto de no retorno

El colapso final se produjo por una secuencia acelerada de eventos:

3.1. Súbito incremento de tensión

Provocado por la desconexión de grandes bloques de generación y la activación de servicios de regulación en unidades que, al bajar su potencia activa, dejaron de absorber reactiva.

Pérdidas de generación acumuladas (izquierda) y subidas de tensión (derecha) registradas en la subestación de 400 kV de Carmona, entre las 12:32:00 y las 12:33:15 del 28 de abril de 2025 (página 15).

3.2. Pérdida de Sincronismo

A las 12:33:19, los sistemas eléctricos de España y Portugal comenzaron a perder sincronismo con el resto del sistema eléctrico europeo. En los segundos siguientes, las protecciones actuaron automáticamente:

- La interconexión con Marruecos se desconectó por la caída de frecuencia.
- Las líneas aéreas entre Francia y España se abrieron por pérdida de sincronismo, evitando la propagación de la perturbación al sistema eléctrico continental.

Desde ese momento, la Península Ibérica se quedó aislado del resto del sistema europeo. Sin el apoyo de las interconexiones internacionales, el desequilibrio entre generación y demanda continuó aumentando, lo que provocó una caída adicional de la frecuencia. Este punto marca el momento crítico del incidente: **la pérdida de interconexión redujo drásticamente la capacidad de estabilización del sistema**.

Evolución de la frecuencia (azul claro, derecha) y la tensión (naranja, izquierda) en la subestación de Carmona y de la frecuencia en el resto de Europa continental (azul oscuro, subestación de Bassencourt, Suiza) durante el incidente. La secuencia mostrada corresponde al período de tiempo comprendido entre las 12:32:50 y las 12:33:35 del 28 de abril de 2025. En rosa (435 kV) y verde (360 kV) están marcados los límites de voltaje de desconexión de generadores.

3.3. Separación Eléctrica

A las 12:33:21, se produjo la separación de la interconexión de corriente alterna con Francia por pérdida de sincronismo. Segundos después, el enlace de corriente continua también se desconectó, dejando a la Península Ibérica aislada y con un déficit masivo de generación frente a la demanda.

4. Activación fallida de los planes de defensa

A pesar de que los planes de defensa por bajada frecuencia y el deslastre de cargas funcionaron según lo diseñado (desconectando más de 10.600 MW en España y Portugal), la velocidad de la caída de la frecuencia y la magnitud del desequilibrio hicieron imposible estabilizar el sistema.

La inercia del sistema, aunque relevante, no habría sido suficiente para evitar el colapso dada la rapidez con la que se perdió la sincronización. Este es un punto en el que los “todólogos” del sistema eléctrico insistieron una y otra vez desde el día siguiente: la falta de inercia. Ahora son expertos geopolíticos y saben lo que va a pasar en la guerra de Irán.

Árbol de causas fundamentales del apagón elaborado por el ENTSO-E en su informe final (página 23). La pesadilla de los “todólogos”.

5. Recuperación del sistema: una historia de éxito extraordinario

La recuperación del sistema eléctrico ibérico tras el apagón total se caracterizó por ser un proceso **rápido y coordinado** entre los operadores de transporte de España (Red Eléctrica) y Portugal (REN). La restauración se logró de manera eficiente gracias a los protocolos de defensa y los planes de restablecimiento del servicio. Las fases de la recuperación fueron las siguientes:

- **Activación de los Planes de Defensa:** Tras la desconexión en cascada a las 12:33 CEST, los operadores activaron inmediatamente sus sistemas de emergencia para estabilizar lo que quedaba de la red y evitar que la perturbación afectara al resto de Europa.
- **Aislamiento y preparación:** Se identificaron las áreas críticas y se procedió a aislar las zonas afectadas en la península para iniciar el “arranque en negro” (*black start*) desde centrales con capacidad de autoarranque, principalmente hidroeléctricas.
- **Sincronización y reconexión:** Una vez estabilizadas las primeras “islas” de suministro, se procedió a la sincronización paulatina de los sistemas de España y Portugal. El informe destaca que la coordinación con los centros regionales y los operadores vecinos (principalmente Francia) fue fundamental para asegurar que la reconexión no desestabilizara la frecuencia de la región continental.

El éxito de la recuperación se debió en gran medida gracias a la **fortaleza del sistema interconectado** y a la aplicación de soluciones tecnológicas ya desplegadas en la red ibérica. ENTSO-E felicitó formalmente a Red Eléctrica y REN por la celeridad con la que devolvieron la normalidad al suministro, minimizando el impacto prolongado en la sociedad y la industria.

Resumen de los principales hitos del proceso de restauración en España y Portugal (página 25).

Conclusiones sobre el apagón ibérico

El apagón del 28 de abril demuestra que la estabilidad de las redes con alta penetración renovable requiere de una **nueva arquitectura de control dinámico**.

El informe de los expertos subraya la necesidad de mejorar la visibilidad de la generación distribuida (menor a 1 MW, o sea “ver” también las pequeñas instalaciones de autoconsumo) y de optimizar los márgenes de potencia reactiva para permitir que el sistema opere con mayor robustez ante fluctuaciones extremas. Parece claro, a la vista del informe, que hay factores estructurales que afectaron severamente al sistema eléctrico el día del colapso:

- **Gran dependencia de controles electrónicos.** El comportamiento coordinado de reguladores de tensión y protecciones adquiere una importancia crítica.
- **Flujos internacionales elevados.** Las exportaciones significativas en el momento del incidente contribuyeron a aumentar la sensibilidad del sistema ante perturbaciones.
- **Complejidad operativa creciente.** La coexistencia de múltiples tecnologías de generación, redes de distribución activas y mercados eléctricos dinámicos introduce nuevas incertidumbres operativas.

Este incidente no fue el resultado de un único fallo, sino de la tormenta perfecta entre una red altamente sensible, una respuesta insuficiente de los recursos de regulación y fenómenos dinámicos que superaron los estándares de protección actuales.

Para evitar la repetición de un evento similar, los expertos proponen las siguientes recomendaciones técnicas clave:

- **Mejora del Control de Tensión y Potencia Reactiva**
 - **Ajuste de protecciones:** Se recomienda revisar y armonizar los ajustes de protección por sobretensión en todas las plantas generadoras para evitar desconexiones en cascada ante oscilaciones bruscas.
 - **Soporte dinámico:** Es fundamental que las plantas renovables proporcionen soporte dinámico de tensión (capacidad de absorber o inyectar potencia reactiva rápidamente), una funcionalidad técnica que, aunque disponible desde hace décadas, no se utilizó durante el incidente.
 - **Inercia sintética:** Es necesario disponer de nuevas fuentes de inercia sintética y servicios de estabilidad.
- **Refuerzo de la Monitorización y Observabilidad**
 - **Intercambio de datos en tiempo real:** Se urge a mejorar la coordinación y el intercambio de datos técnicos detallados entre los Operadores de Red de Transporte (TSO), los de Distribución (DSO) y los grandes productores.
 - **Modelado del comportamiento del sistema:** Introducir herramientas de monitorización más avanzadas para predecir y detectar oscilaciones de potencia antes de que alcancen niveles críticos.
- **Optimización de los Planes de Defensa y Restauración**
 - **Revisión de los procesos de desconexión de carga:** Los expertos sugieren revisar los esquemas de desconexión automática por baja frecuencia para evitar la desconexión excesiva de demanda, que en este caso pudo haber contribuido a picos de tensión que aceleraron los procesos de desconexión de más generadores.
 - **Sincronización de fronteras:** Fortalecer los protocolos de reconexión con Francia para asegurar que los flujos de energía durante la restauración no desestabilicen las interconexiones internacionales.
- **Adaptación Regulatoria**
 - **Cambio en niveles de tensión:** Se ha recomendado a España revisar los niveles nominales de tensión de operación en ciertos nodos críticos de la red de transporte para operar con

mayores márgenes de seguridad.

- **Inspecciones periódicas:** Fortalecer los programas de inspección técnica obligatoria de los sistemas de protección de los generadores privados conectados a la red.

Estas medidas buscan transformar la red en un sistema más robusto, capaz de gestionar una generación eléctrica muy distribuida, sin comprometer la estabilidad del conjunto europeo.

Para completar y ampliar el contenido de este artículo, os dejo un vídeo generado por Notebook LM:

Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)