

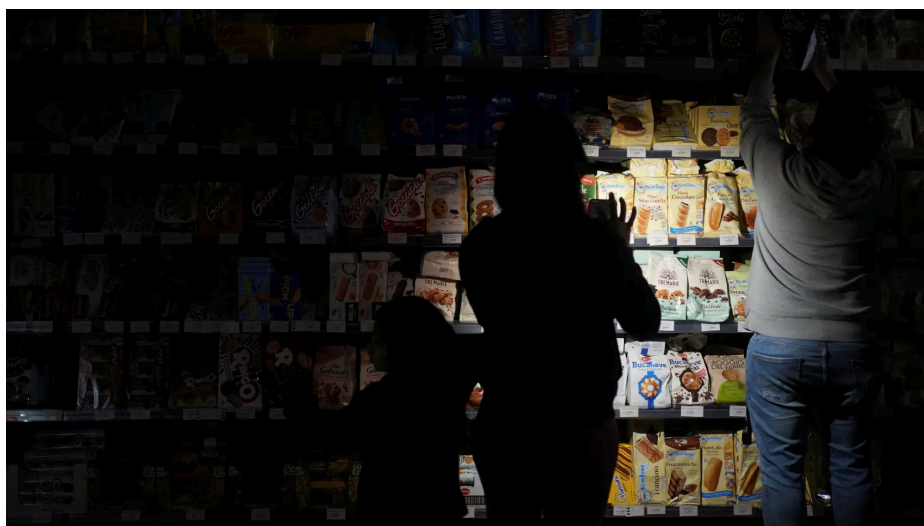
Cinco segundos, mil millones en juego: el apagón que reveló el valor estratégico de la red eléctrica

Www.elespanol.com

5:17 Minutos leídos

1111 Palabras

ES



Apagón en un supermercado en Barcelona Reuters Omicrono

Malte Susen Publicada 5 junio 2025 01:56h

A las 12:33 del 28 de abril, una desconexión repentina de 2.200 MW en el sur de España precipitó la frecuencia por debajo de los 48 Hz en apenas cinco segundos.

El sistema ibérico quedó aislado del resto de Europa en la mayor desconexión vivida en décadas, según ENTSO-E y Fraunhofer ISE.

El impacto fue inmediato y brutal: el tráfico de Internet se desplomó hasta un 90% en su punto más bajo en la Península, y redes móviles, centros de datos y líneas fijas colapsaron junto con la red eléctrica.

Un mes después, la causa sigue en disputa. Iberdrola, Endesa y EDP piden más claridad tras detectar oscilaciones los días 22 y 24.

Las pérdidas se cifran entre 1.000 y 1.300 millones, aunque algunas proyecciones las elevan hasta 4.500 millones en caso de paro total.

El apagón ha reavivado el debate sobre la interconexión con Francia, hoy limitada al apenas 2,8 % frente al 15 % que exige Bruselas.

Cinco segundos bastaron para desnudar los riesgos sistémicos de una red con alta penetración renovable pero sin respaldo transfronterizo.

La cuestión ya no es solo técnica: ¿cuánto estamos verdaderamente dispuestos a invertir para evitar que vuelva a pasar?

La “prima de resiliencia”: del coste oculto al activo cotizado

El apagón del 28 de abril confirmó algo hasta ahora reservado a los ingenieros: la resiliencia eléctrica tiene un precio. Cuando la red falla, la economía pierde miles de millones; cuando aguanta, genera flujos regulados, a menudo ligados al IPC y con escasa sensibilidad al ciclo.

En el futuro, los activos vinculados a servicios de arranque en negro o inercia sintética, aún en fase embrionaria, podrían cotizar con primas significativas frente a emisiones comparables.

Tres factores explicarían este apetito: cobertura frente a la inflación, contratos estables de diez a quince años y valor estratégico en la carrera por la autonomía energética. **Mantener los 50 hercios se ha convertido en un símbolo de soberanía técnica y política.**

Lo que antes era un coste operativo ahora cotiza con prima. No es una moda financiera, sino un giro estructural: en una economía electrificada, cada punto de robustez tiene valor de mercado.

La frecuencia es la nueva latencia

En los mercados financieros, un milisegundo decide un arbitraje; en la red eléctrica, lo hacen los hertzios. El 28 de abril, la frecuencia ibérica pasó de 50 a 48 Hz en cinco segundos, desconectando a la Península del resto de Europa.

La falta de inercia elevó notablemente los precios asociados al ajuste de la red.

Las baterías se han convertido en la respuesta más rápida: detectan desviaciones y actúan en menos de 500 milisegundos, estabilizando la red sin necesidad de turbinas.

El Reino Unido lidera este modelo con su servicio de Dynamic Containment, que en sus fases iniciales alcanzó precios de hasta 80 £/MW/h y permitió a los operadores de baterías obtener márgenes de dos dígitos.

Según estimaciones del sector, la capacidad de almacenamiento energético en Europa debería quintuplicarse para 2030, lo que requeriría una inversión aproximada de 80.000 millones de euros. España parte con ventaja: precios negativos, solar récord y el auge de megacentros de datos crean un caldo de cultivo ideal. Las baterías combinan arbitraje, black-start y servicios regulados, algunos indexados al IPC.

La frecuencia ya no es solo una variable técnica: es una divisa estratégica. Quien domine esa latencia controlará también el pulso financiero de la transición energética.

El hardware eléctrico como activo estratégico: de la escasez al margen

La expansión renovable y el auge de los centros de datos han tensado la demanda global de transformadores y enlaces HVDC. Según Wood Mackenzie, desde 2021 los plazos de entrega se han duplicado, pasando de unas 50 semanas a un promedio de 120 en 2024.

España toma la delantera: Hitachi Energy invertirá 30 millones para duplicar su planta de Zaragoza y suministrar equipos clave como transformadores a Europa y América.

La lógica detrás de esta dinámica es doble: por un lado, asegurar entregas a tiempo permite cobrar primas contractuales y evitar penalizaciones; por otro, posiciona a las empresas como actores clave en el suministro de infraestructura crítica. Un retraso de apenas una semana puede traducirse en pérdidas de más de un millón de euros.

El caso Vizcaya–Cubnezais lo demuestra: su coste subió de 1.750 a 2.850 millones por el alza del cobre y los convertidores. Con una interconexión real del 2,8%, cada demora agrava la presión sobre la red.

Transformadores y HVDC ya no son infraestructura pasiva. Son activos estratégicos con prima.

Capital inteligente: de las *story-tech* a los electrones

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, en 2024 se proyectaba que la inversión energética mundial rebasaría los 3 billones de dólares, con cerca de dos tercios orientados a tecnologías limpias como renovables, redes eléctricas y sistemas de almacenamiento. El capital institucional ha girado: de unicornios digitales a activos físicos con flujos estables, extensivas vidas útiles y valor geopolítico.

Los ejemplos abundan. CPP Investments respalda a Hydrostor y otras soluciones de almacenamiento duradero. GIC ha entrado en Form Energy y refuerza su apuesta por redes y baterías. ADIA acaba de invertir 500 millones en la estadounidense Alpha Generation. Los electrones son la nueva frontera del capital sofisticado.

Este giro abre tres oportunidades estratégicas para la Península. En primer lugar, **la transmisión HVDC: el cable Vizcaya–Cubnezais**, reconocido como Proyecto de Interés Común, puede optar a bonos verdes de resiliencia.

En segundo lugar, **las baterías de media y larga duración**, que ofrecen rentabilidades atractivas y un menor coste de capital gracias a los pilotos de flexibilidad impulsados por OMIE.

En tercer lugar, **la reindustrialización eléctrica**, con ampliaciones de capacidad en la fabricación de componentes críticos como transformadores y convertidores.

La hoja de ruta es clara: interconexión real con Europa, un mercado de capacidad sólido y ciberresiliencia que haga bancable la estabilidad del sistema.

De la fragilidad al dividendo de la resiliencia

El apagón del 28 de abril fue un test de estrés no planificado que cuantificó el riesgo sistémico. En cinco segundos, la frecuencia cayó a 48 Hz, se desconectó la red ibérica, se interrumpieron servicios esenciales y se registraron pérdidas que los analistas sitúan entre 1.000 y 4.500 millones de euros. El suceso reveló la fragilidad de una Península con solo un 2,8 % de interconexión real con Europa.

La lección es clara: en una economía electrificada, los activos que sostienen la frecuencia ganan valor estratégico. Inversores institucionales ya pagan una prima por cables, transformadores o baterías que prueben su aportación a la estabilidad.

Si España convierte esa prima en ventaja industrial, con bonos de resiliencia y reglas claras, el próximo apagón no será una crisis sino el **punto de inflexión** que consolidó a la red ibérica como activo clave de la transición energética continental.

***** *Malte Susen es doctor en economía empresarial y especialista en mercados de capital e infraestructuras energéticas.***