

ANIVERSARIO · UN AÑO DEL CERO ELÉCTRICO IBÉRICO

Un año después del apagón: qué sabemos, qué hemos pagado y por qué puede volver a pasar

El 28 de abril de 2025, en 84 segundos, la península ibérica dejó de tener electricidad. Doce meses después, el sistema sigue operando en modo de emergencia, los consumidores pagamos un 13 % más por la luz, ningún responsable ha sido formalmente sancionado y las claves técnicas del incidente —oscilaciones de tensión, control de reactiva, baja inercia, regulación obsoleta— han pasado de los foros de ingeniería eléctrica al primer plano del debate político y económico.

27 de abril de 2026

Mañana se cumple un año exacto del mayor incidente del sistema eléctrico europeo de las últimas dos décadas. A las 12:33 horas del lunes 28 de abril de 2025, España peninsular, Portugal continental y Andorra perdieron el suministro eléctrico durante horas. Más de 50 millones de personas se quedaron, literalmente, a oscuras. Los semáforos se apagaron, los trenes se detuvieron, los cajeros enmudecieron, los teléfonos perdieron cobertura y los hospitales tiraron de los grupos electrógenos. La recuperación tardó entre cuatro y dieciséis horas según la región. La normalidad operativa no llegó hasta la madrugada del 29 de abril.

Doce meses después, contamos con dos investigaciones técnicas independientes —la del Comité presidido por el Gobierno español y la del panel de expertos europeos de ENTSO-E—, una comisión parlamentaria de investigación en el Senado, una nueva regulación aprobada y, sobre todo, un sistema eléctrico que sigue operando en lo que el operador denomina «modo reforzado»: una operativa de emergencia que no se ha levantado ni un solo día desde el apagón y que tiene un coste directo y medible en la factura de la luz.

Este artículo intenta responder, con la información disponible a fecha de hoy, a las cuatro preguntas que importan: qué pasó, qué consecuencias ha tenido, qué hemos aprendido y si puede volver a ocurrir.

📊 El apagón en cifras

- **Duración del incidente crítico:** 84 segundos (de 12:32:00 a 12:33:24)
- **Potencia desconectada en cascada:** más de 15.000 MW en 5 segundos; 2,5 GW adicionales en los segundos finales

- **Personas afectadas:** más de 50 millones (España, Portugal, Andorra y zonas del sur de Francia)
- **Mix de generación a las 12:30:** solar fotovoltaica 53,3 %, renovables totales ~75 %, ciclos combinados 4,8 %
- **Tiempo de restablecimiento total:** hasta 16 horas en algunas zonas
- **Coste directo del apagón (recuperación):** entre 25,2 y 42,5 millones de euros (estimación CNMC)
- **Coste de la operación reforzada (mayo 2025-marzo 2026):** 666 M€ según REE; >1.000 M€ según otros estudios
- **Subida del recibo regulado de la luz:** 13,2 % de media en el último año
- **Expedientes sancionadores abiertos por la CNMC:** más de 55, incluido uno «muy grave» contra Red Eléctrica

1. Qué sabemos hoy que pasó

Doce meses, dos informes oficiales y casi 470 páginas de análisis técnico después, lo que ocurrió aquel lunes de abril ya no es un misterio. Lo que aún se discute es de quién es la culpa, y eso es algo bien distinto.

La cronología fina del colapso

La secuencia técnica es hoy razonablemente clara y coincide en lo esencial entre los dos grandes informes publicados: el del Comité interministerial español, presentado el 17 de junio de 2025 por la vicepresidenta Sara Aagesen tras 49 días de trabajo, y el del panel de expertos independientes designado por ENTSO-E (la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad), de 470 páginas y publicado el 20 de marzo de 2026.

Ambos coinciden en que el incidente fue, en palabras del ENTSO-E, una «tormenta perfecta» de origen multifactorial: no hubo un único punto de fallo, sino una convergencia de factores que se realimentaron entre sí.

La cronología, con datos del informe ENTSO-E, es la siguiente:

Día anterior — 27 de abril

- Red Eléctrica programa 10 centrales térmicas de control dinámico de tensión para el día 28.
- A las 20:00 h, una de las centrales programadas comunica que no estará operativa. El operador del sistema reprograma, pero no sustituye, esa unidad para las horas centrales

del día siguiente. Este punto, aparentemente menor, será uno de los más debatidos a posteriori.

Mañana del 28 de abril

- Los modelos informáticos de previsión de Red Eléctrica empiezan a comportarse de forma anómala: presentan un desfase de una hora en los archivos de previsión solar (un error arrastrado del cambio de hora de marzo) y, según el informe ENTSO-E, los algoritmos de control de tensión no devuelven resultados válidos.
- El sistema opera con un mix dominado por la fotovoltaica (53 %) y muy escasa generación síncrona convencional. La inercia mecánica del sistema —la masa giratoria de las centrales clásicas que actúa de amortiguador natural— es históricamente baja.

Entre las 12:00 y las 12:32

- **Primera oscilación (12:03–12:08):** oscilación forzada local de 0,63 Hz asociada a convertidores electrónicos. No se considera causa, pero sí síntoma de una debilidad dinámica.
- **Segunda oscilación (12:19–12:22):** oscilación inter-área de 0,2 Hz en el eje Este-Centro-Oeste del sistema síncrono europeo continental. Se mitiga con éxito, pero como efecto colateral la tensión de la red ibérica empieza a subir.

Los 84 segundos del colapso (12:32:00 – 12:33:24)

- 12:32:00 — la tensión sigue subiendo. El sistema entra en un régimen donde los recursos de control no son suficientes para frenar el aumento.
- Desconexiones en cascada por sobretensión: numerosas plantas de generación tenían sus protecciones ajustadas con umbrales por debajo de los límites normativos. Saltan «antes de tiempo».
- En cinco segundos se desconectan 15.000 MW. La pérdida de generación reduce aún más la capacidad del sistema para absorber potencia reactiva, lo que dispara más sobretensión, lo que dispara más desconexiones. Bucle de realimentación positiva.
- 12:33:19 — España y Portugal pierden sincronismo con el resto del sistema eléctrico europeo. Cero eléctrico peninsular.

La causa técnica: un problema de tensión, no de frecuencia

El primer hallazgo importante de los informes —y uno de los que más cuesta de explicar al gran público— es que el apagón no fue un problema de frecuencia (el clásico «no había suficiente generación para la demanda»), sino de tensión. La diferencia es esencial.

En un sistema eléctrico en alterna hay dos magnitudes que controlar: la frecuencia (que mide el equilibrio entre generación y demanda activa, y debe mantenerse en 50 Hz) y la tensión (que se controla mediante la potencia reactiva, y debe mantenerse dentro de unos rangos definidos en cada nudo de la red).

Históricamente, la operación del sistema español se ha centrado mucho en la frecuencia. El control de tensión se entendía como una cuestión más local, con menos visibilidad en tiempo real. El apagón demostró, según los informes, que con un sistema cada vez más basado en electrónica de potencia (inversores fotovoltaicos, eólicos, baterías) y con menos máquinas síncronas grandes, esa mirada se ha quedado corta.

«La explicación se desplaza hacia la capacidad del sistema para sostenerse ante perturbaciones rápidas, más que hacia interpretaciones basadas exclusivamente en la inercia.» — Álvaro de la Puente Gil, profesor de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de León

Tres fallos simultáneos en el control de tensión

El informe ENTSO-E identifica tres fallos coincidentes en el mecanismo de control de tensión que precipitaron el colapso:

- **1. Generación convencional incumpliendo sus obligaciones de reactiva.** Varias centrales térmicas y nucleares no estaban aportando el soporte de potencia reactiva al que están obligadas, ni de forma continuada en los días previos ni durante el incidente. La CNMC ha abierto expedientes sancionadores graves a varias de estas instalaciones (Almaraz, Ascó-Vandellós, Arrúbal, Cartagena, Bahía de Bizkaia).
- **2. Generación renovable sin participación legal en el control de tensión.** Aunque los inversores modernos son capaces de aportar control dinámico de tensión, la regulación española vigente el día del apagón —el procedimiento de operación P.O. 7.4— no se lo permitía. El sistema renunciaba, por motivos regulatorios, a un recurso técnicamente disponible.
- **3. Fallo informático en los modelos de Red Eléctrica.** Los algoritmos que el operador utiliza para calcular la tensión y planificar el control no estaban devolviendo resultados válidos esa mañana, según el informe ENTSO-E. Esto implica que el operador estaba operando, en parte, a ciegas en lo relativo al control de tensión durante las horas críticas.

Lo que NO fue: ni ciberataque, ni «culpa de las renovables»

El comité español dedicó un grupo de trabajo específico —el mayor estudio de ciberseguridad realizado nunca en España, según el Ministerio— a investigar la posibilidad de un ataque informático. Más de 75 expertos analizaron 133 GB de datos de instalaciones del operador del

sistema, centros de control y centros de generación. La conclusión fue inequívoca: no hubo ciberataque. La Audiencia Nacional, por su parte, archivó la vía penal y descartó cualquier hipótesis de sabotaje terrorista.

Tampoco fue, en sentido estricto, «culpa de las renovables». Esta es una de las afirmaciones que más controversia ha generado y que conviene matizar con cuidado. Las renovables sí estaban en el centro del cuadro técnico: el sistema operaba con cuotas récord de fotovoltaica y, por tanto, con poca inercia mecánica y mucha electrónica de potencia. Pero el informe ENTSO-E es claro al afirmar que la causa última no fue la naturaleza de la generación, sino las reglas con las que se operaba el sistema. Una regulación que (a) eximía a las renovables de aportar control de tensión, (b) no penalizaba económicamente a la generación convencional que no cumplía con sus obligaciones de reactiva, y (c) no fijaba requisitos de velocidad en la respuesta.

«La principal lección que podemos aprender del apagón es que un sistema eléctrico del siglo XXI no puede operarse con herramientas del siglo XX.» — José María González, director general de APPA Renovables

2. Las consecuencias en el mercado eléctrico español

Si la dimensión técnica del apagón está hoy razonablemente cerrada, su dimensión económica y regulatoria está más viva que nunca. Y la pagamos todos en el recibo.

La operación reforzada: un año en estado de excepción

La decisión más importante con consecuencias económicas la tomó Red Eléctrica al día siguiente del apagón: activar lo que se conoce como «operación reforzada». Es, en la práctica, un modo de funcionamiento de emergencia que no se ha desactivado ni un solo día desde entonces.

¿En qué consiste? Esencialmente, en programar más generación síncrona convencional — fundamentalmente ciclos combinados de gas— de la que el mercado, por sí solo, despacharía. El objetivo es doble: aportar inercia mecánica al sistema y, sobre todo, garantizar capacidad de control dinámico de tensión a través de máquinas que sí están legalmente habilitadas para ello.

La consecuencia inmediata es que, cada día, entre 20 y 30 centrales térmicas se ponen en marcha con criterio de seguridad y no de mérito económico. Cobran por estar disponibles, aunque no produzcan al precio más eficiente. Y ese sobrecoste se traslada a la factura.

El coste real: ¿666 millones, 1.000 millones o 1.800 millones?

Aquí empieza la primera batalla numérica del aniversario. Existen al menos cuatro estimaciones públicas del coste de la operación reforzada que, aunque cubren periodos distintos, dibujan un orden de magnitud notable:

- **Red Eléctrica (REE):** 666 millones de euros acumulados hasta el 31 de marzo de 2026 (es decir, en los primeros once meses de operación reforzada). El operador defiende que esto supone alrededor de 4 céntimos al día para un consumidor medio acogido al PVPC con un consumo de 300 kWh/mes.
- **Consultores independientes:** más de 1.000 millones de euros entre mayo de 2025 y febrero de 2026.
- **PwC:** 920 millones de euros solo entre mayo y diciembre de 2025.
- **Observatorio del Coste de los Servicios de Operación** (plataforma creada por AELEC, comercializadoras, industria y consumidores): 1.800 millones de euros en lo que va de 2026, con un sobrecoste medio de 23,58 €/MWh adicionales solo en los primeros 23 días de abril.

La diferencia entre el dato de REE y el de las patronales sectoriales es enorme y conviene entenderla: REE reporta el coste «marginal» que considera directamente atribuible a la operación reforzada, mientras que las consultoras y patronales miden el impacto sobre el precio final pagado

por los consumidores, incluyendo los efectos indirectos sobre el casado del mercado mayorista (al sacar generación más cara, sube el precio de toda la energía).

El impacto en la factura: un 13,2 % más

Sea cual sea el cálculo correcto, el efecto sobre el bolsillo del consumidor es medible. El precio regulado de la electricidad ha subido un 13,2 % de media como consecuencia directa de las medidas adoptadas para evitar otro cero eléctrico. En algunos días puntuales del último año, el coste de los servicios de operación ha llegado a superar el propio precio mayorista de la electricidad, una situación calificada de «distorsión grave de la señal de precios» por las patronales del sector.

Para la industria electrointensiva el impacto es aún más severo. Según el Observatorio mencionado, el sobrecoste por servicios de operación puede llegar a representar hasta el 25 % del coste de fabricación de algunos bienes industriales, lo que afecta directamente a la competitividad de sectores estratégicos como la metalurgia, la química o la cerámica.

La batalla regulatoria: el Real Decreto-ley 7/2025 y el P.O. 7.4

La respuesta normativa al apagón se ha desplegado en varias capas. Las dos principales son:

El Real Decreto-ley 7/2025

Aprobado en junio de 2025, supuso la primera respuesta legislativa de urgencia. Refuerza las obligaciones de los agentes del sistema, aumenta las facultades de supervisión de Red Eléctrica y la CNMC, e incorpora medidas para impulsar el almacenamiento eléctrico (baterías a gran escala) y acelerar la planificación de la red de transporte. En noviembre de 2025 se aprobó un real decreto adicional que profundiza en estas líneas.

La revisión del P.O. 7.4: las renovables, al fin, en el control de tensión

El segundo gran cambio es técnico pero quizá más decisivo a medio plazo. La CNMC aprobó en junio de 2025 una revisión del procedimiento de operación P.O. 7.4 —que regula precisamente el control dinámico de tensión— que entró en vigor a comienzos de 2026. Por primera vez, las plantas renovables (solar fotovoltaica, eólica, baterías) pueden participar legalmente en el control dinámico de tensión, previa habilitación técnica de cada planta. A fecha de hoy, según datos de Red Eléctrica, más de cien unidades de generación renovable han superado los requisitos técnicos y más de cincuenta ya prestan efectivamente este servicio.

Esta es una de las reformas más relevantes y, paradójicamente, una de las menos visibles para el gran público. Significa que el sistema empieza a aprovechar el control de tensión que sus propios inversores fotovoltaicos y eólicos ya podían ofrecer técnicamente desde hace años. Si esta

capacidad hubiera estado activa el 28 de abril de 2025, el incidente probablemente no habría escalado al cero eléctrico.

La pelea por la culpa: 55 expedientes y ningún condenado

Lo que el aniversario del apagón no ha cerrado —y probablemente no lo cierre todavía durante un año más— es la atribución formal de responsabilidades. La situación actual es la siguiente:

- **La CNMC ha abierto más de 55 expedientes sancionadores.** El más grave es uno por «infracción muy grave» de la Ley del Sector Eléctrico contra Red Eléctrica de España. Otros 17 se dirigen a instalaciones de Iberdrola, Endesa y Naturgy. Otros se reparten entre Repsol, TotalEnergies, Engie, ContourGlobal, Bahía de Bizkaia Electricidad y la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós (participada por Endesa e Iberdrola). En la última semana de abril de 2026 se incoaron 15 expedientes adicionales por presuntas infracciones graves.
- **El plazo de resolución es de hasta 18 meses.** Esto significa que las sanciones definitivas podrían no conocerse hasta finales de 2026 o incluso 2027. La CNMC, importante matiz, recuerda que «los hechos objeto de estos procedimientos no implican, por sí mismos, la atribución del origen o causa del apagón a las empresas afectadas, dado que el incidente respondió a un origen multifactorial».
- **La vía penal está cerrada.** La Audiencia Nacional archivó la causa al descartar definitivamente la hipótesis de un sabotaje terrorista o un ciberataque.
- **La vía civil está abierta y caliente.** Iberdrola mantiene una demanda civil contra la presidenta de Red Eléctrica, Beatriz Corredor, a raíz de declaraciones suyas vinculando el origen del apagón con un supuesto experimento en una planta fotovoltaica de Badajoz, una hipótesis que ningún informe técnico oficial respalda. Repsol y Moeve han anunciado reclamaciones millonarias por daños operativos. Y miles de consumidores particulares e industriales tienen pendientes reclamaciones cuyo destino depende, en parte, de quién sea formalmente declarado responsable.
- **El frente parlamentario sigue dividido.** La Comisión de Investigación del Senado, de mayoría popular, señala al Gobierno y a Red Eléctrica. En el Congreso, las comparecencias de los CEO de Iberdrola (Mario Ruiz-Tagle) y Endesa (José Damián Bogas) en febrero de 2026 atribuyeron la responsabilidad última a Red Eléctrica, mientras que Beatriz Corredor declaró que el Ministerio no le había ordenado la operación reforzada y negó haber recibido alertas previas.

3. Qué hemos aprendido

Más allá del ruido político y la pelea por las facturas, el apagón del 28 de abril de 2025 ha dejado un puñado de lecciones que conviene fijar. Algunas son técnicas, otras regulatorias y otras estructurales.

Lección 1: la transición energética cambia las reglas físicas del sistema

Esta es la lección de fondo y la que más tarda en interiorizarse. Un sistema eléctrico dominado por máquinas síncronas (centrales térmicas, nucleares, hidráulicas grandes) y un sistema dominado por electrónica de potencia (inversores fotovoltaicos, eólicos, baterías) son físicamente distintos. No es solo que cambie el origen de la energía: cambia su comportamiento dinámico ante perturbaciones. La inercia, la respuesta de cortocircuito, la capacidad de aportar reactiva, los tiempos de respuesta, el comportamiento ante huecos de tensión... todo es diferente.

Esto no es un argumento contra la transición. Es un argumento a favor de operar la transición con las herramientas adecuadas. El mensaje técnico que más se repite en los informes y en las declaraciones de expertos es que el problema no fue el alto porcentaje de renovables, sino la ausencia de mecanismos —regulatorios y operativos— para que ese mix tan distinto se gestionara con la robustez necesaria.

«La lección no es frenar el despliegue de la energía renovable, sino integrarla mejor en el sistema eléctrico e incrementar la demanda mediante la electrificación progresiva.» — Bosco Serrano Valverde, T&E España

Lección 2: la regulación iba detrás de la realidad

El segundo aprendizaje es regulatorio. El procedimiento de operación P.O. 7.4 que excluía a las renovables del control dinámico de tensión, los umbrales de protección por sobretensión configurados con tolerancias por debajo de los límites normativos, la ausencia de penalizaciones económicas para la generación convencional que no cumplía con sus obligaciones de reactiva, la falta de incentivos para la rapidez de respuesta... son todas piezas de una arquitectura regulatoria diseñada para un sistema que ya no es el actual.

La revisión del P.O. 7.4, el Real Decreto-ley 7/2025, el real decreto de noviembre de 2025 y los nuevos códigos europeos (en particular los que está actualizando ENTSO-E y la Comisión Europea) van en la dirección correcta. Pero su despliegue completo llevará años.

Lección 3: el almacenamiento ya no es opcional

Históricamente, el almacenamiento eléctrico a gran escala se ha tratado como un *nice-to-have* de la transición. El apagón ha cambiado esa percepción. Las baterías estacionarias —y, por extensión, la flexibilidad asociada a vehículos eléctricos bidireccionales (V2G) y a la gestión activa de la demanda— son hoy considerados elementos críticos para la estabilidad del sistema, no solo para el desplazamiento temporal de energía. El Plan de Almacenamiento revisado tras el apagón eleva los objetivos a 22,5 GW para 2030 (frente a los ~5 GW instalados o autorizados antes del incidente).

Lección 4: las interconexiones siguen siendo el talón de Aquiles

España tiene un nivel de interconexión eléctrica con el resto de Europa de aproximadamente el 3 %, muy por debajo del objetivo europeo del 15 % para 2030. El cuello de botella histórico es el Pirineo, y las soluciones (proyectos como el del Golfo de Bizkaia, ya en construcción, y los refuerzos de la frontera oriental) avanzan, pero a velocidad geológica frente a la velocidad a la que cambia el mix de generación.

El apagón demostró que cuando el sistema ibérico pierde el sincronismo con el continente, las posibilidades de recibir apoyo externo son muy limitadas. Una mayor capacidad de interconexión no habría evitado el problema de tensión, pero sí habría facilitado una reposición más rápida y habría aportado margen de maniobra durante los segundos críticos.

Lección 5: la ciberseguridad debe ser proactiva

Aunque el apagón no fue un ciberataque, la investigación de ciberseguridad reveló suficientes huecos —segmentación insuficiente de redes industriales, ausencia de sistemas avanzados de correlación de eventos, normativa europea pendiente de trasposición— como para que la ciberseguridad del sistema eléctrico se haya convertido en una prioridad regulatoria explícita. La trasposición de la directiva NIS2 y los códigos cibernéticos europeos para el sector energético se están acelerando precisamente como consecuencia del apagón.

Lección 6: el debate nuclear ha vuelto al primer plano

Una de las consecuencias políticas menos previstas del apagón es que ha reavivado, con fuerza, el debate sobre el calendario de cierre de las centrales nucleares españolas, pactado en 2019 entre las propietarias y Enresa. Las centrales nucleares son, junto a las hidráulicas y los ciclos combinados, las grandes aportadoras de inercia mecánica al sistema. El argumento técnico para retrasar el cierre se ha reforzado tras el apagón. El argumento económico (los costes de operación, la tasa Enresa) y el argumento político (los compromisos de la transición) van en sentido contrario. La decisión final no está tomada y será uno de los grandes debates energéticos de los próximos años.

4. ¿Puede volver a pasar?

La respuesta corta y honesta es: sí, puede volver a pasar. Pero el riesgo es hoy menor que hace un año, y las herramientas para responder son mejores. Conviene, sin embargo, evitar dos extremos: el triunfalismo de quien dice que el sistema ya está blindado, y el catastrofismo de quien sugiere que estamos al borde del próximo cero eléctrico.

Por qué el riesgo ha bajado

- La operación reforzada actúa como una red de seguridad permanente. Aunque sea cara, garantiza inercia y control de tensión más allá de lo que aportaría el mercado por sí solo.
- Más de 100 unidades de generación renovable están ya habilitadas para el control dinámico de tensión, y más de 50 lo prestan efectivamente. Cada día que pasa, el sistema dispone de más recursos activos.
- Los umbrales de protección por sobretensión se están revisando para alinearlos con las necesidades reales del sistema.
- El operador ha mejorado sus modelos informáticos de previsión y control, y la supervisión por parte de la CNMC ha aumentado significativamente.
- El despliegue de almacenamiento (baterías) avanza, aunque más lento de lo deseable.

Por qué el riesgo no es cero

- La cuota de renovables seguirá creciendo. Cada año, la inercia natural del sistema disminuye y la dependencia de la electrónica de potencia aumenta. Esto no es un defecto: es la esencia de la transición. Pero exige una vigilancia técnica creciente.
- Las interconexiones siguen siendo insuficientes. El cuello de botella pirenaico no se resolverá antes de 2028-2030.
- La operación reforzada no es sostenible indefinidamente: es cara y, en cierta forma, contradictoria con los objetivos de descarbonización (al quemar más gas del que el mercado por sí solo despacharía). Cuando se levante —y antes o después debe levantarse— habrá que demostrar que el sistema reformado puede operar de forma estable sin esa muleta.
- Las responsabilidades del 28 de abril siguen sin determinarse formalmente. Eso significa que la cultura de cumplimiento de las obligaciones técnicas (especialmente en lo relativo al control de reactiva y al ajuste correcto de protecciones) puede no haber mejorado tanto

como sería deseable. Hasta que las primeras sanciones de la CNMC sean firmes, el incentivo a cumplir es regulatorio pero no necesariamente disuasorio.

- La complejidad creciente del sistema —más actores, más electrónica, más algoritmos, más interdependencias— aumenta la superficie de fallos posibles. La paradoja, señalada por varios expertos, es que cuanto más sofisticado e interconectado es un sistema, más sensibles son sus equilibrios internos.

«Estamos más preparados; a raíz de aquella incidencia hemos aprendido y se han establecido medidas para intentar mitigar la aparición de los efectos de un apagón general. Pero el riesgo cero no existe.» — Roberto Villafáfila, profesor de Ingeniería Eléctrica de la UPC

Las preguntas todavía abiertas

Doce meses después, hay al menos cinco preguntas técnicas y regulatorias que siguen sin respuesta clara y que marcarán el segundo año post-apagón:

- **¿Cuándo se levantará la operación reforzada y bajo qué condiciones?** Las patronales y los grandes consumidores piden un calendario explícito. El operador y el regulador, prudencia.
- **¿Cómo se repartirá el coste acumulado entre productores, comercializadoras y consumidores?** La propuesta de la CNMC de repercutir las compensaciones a las eléctricas en los consumidores está cuestionada.
- **¿Se prolongarán las nucleares?** La primera decisión sobre Almaraz se acerca y será un termómetro político y técnico de primer orden.
- **¿Cuándo se desbloqueará el cuello de botella pirenaico?** Sin más interconexión con Europa, el sistema ibérico opera con un margen de seguridad estructuralmente menor.
- **¿Habrá una sanción ejemplar firme antes del segundo aniversario?** De ello dependerá, en parte, la credibilidad de toda la arquitectura regulatoria post-apagón.

Cierre: doce meses, dos lecturas posibles

El primer aniversario del apagón admite dos lecturas igualmente legítimas. La primera, optimista, es que en 49 días el Comité interministerial entregó un diagnóstico riguroso, en menos de un año Europa publicó su informe forense más detallado, en seis meses el regulador modificó el procedimiento de operación que excluía a las renovables del control de tensión, y en doce meses no se ha producido un segundo cero eléctrico. El sistema ha aprendido y, técnicamente, es más robusto.

La segunda, más sobria, es que doce meses después seguimos pagando un sobrecoste estructural en la factura de la luz que nadie sabe cuándo terminará, ningún responsable ha sido formalmente sancionado, las grandes eléctricas y el operador del sistema siguen señalándose mutuamente, y el sistema funciona en un modo de operación de emergencia que se prolonga ya más de lo que se prolongó la pandemia.

Probablemente las dos lecturas son ciertas a la vez. La transición energética es un proceso largo, técnico, lleno de equilibrios delicados, y el 28 de abril de 2025 nos recordó —con un coste enorme— que la electricidad no es un servicio cualquiera. Es la columna vertebral invisible de la economía y la vida cotidiana del siglo XXI. Y como todas las columnas vertebrales, solo la notamos cuando duele.

Por eso el segundo año post-apagón no debería medirse por la ausencia de incidentes —que sería lo deseable, pero no garantiza nada— sino por dos indicadores muy concretos: la reducción progresiva del coste de la operación reforzada hasta su normalización, y la firmeza de las primeras sanciones que cierren el ciclo de responsabilidades de aquel 28 de abril. Si en abril de 2027 esos dos indicadores están en marcha, podremos decir que hemos aprendido. Si no lo están, habrá que volver a hacerse las mismas preguntas.