

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANÁLISIS DEL CERO ENERGÉTICO DEL 28
DE ABRIL DE 2025 EN LA PENÍNSULA
IBÉRICA

TRABAJO FIN DE GRADO

JUNIO –2026

AUTOR: Álvaro Quesada Palencia

DIRECTOR/ES: Juan Carlos Brotons Sánchez

Demetrio López Sánchez

Sinopsis

El 28 de abril de 2025, España y Portugal sufrieron el mayor apagón de su historia. Fue un evento sin precedentes que dejó sin suministro eléctrico a más de 47 millones de personas durante un periodo de hasta 36 horas. Este suceso se debió a un colapso total del sistema que fue desencadenado por oscilaciones que en menos de 5 segundos provocaron la caída del sistema mediante un mecanismo de cascada de sobretensión sin precedentes en Europa.

Este Trabajo de Fin de Grado busca analizar las causas técnicas de ese colapso, evaluar sus consecuencias y proponer soluciones para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en escenarios de alta penetración de renovables.

Se realiza una síntesis crítica de los informes de mayor relevancia sobre el evento. Se analizan cuatro informes:

- Informe de ENTSO-E.
- El informe del Comité de Análisis del Gobierno.
- Informe de la CNMC.
- Informe Comillas.

Identificando en cada uno de ellos tanto sus puntos de acuerdo como sus discrepancias, así como las zonas de incertidumbre que todavía permanecen abiertas. También se realiza una comparativa histórica con seis grandes apagones internacionales que permite situar el 28A en perspectiva y extraer lecciones aplicables. Por último, se realiza una evaluación de soluciones técnicas en la que se analizan, con rigor, no solo sus ventajas, sino también sus limitaciones técnicas, económicas y regulatorias.

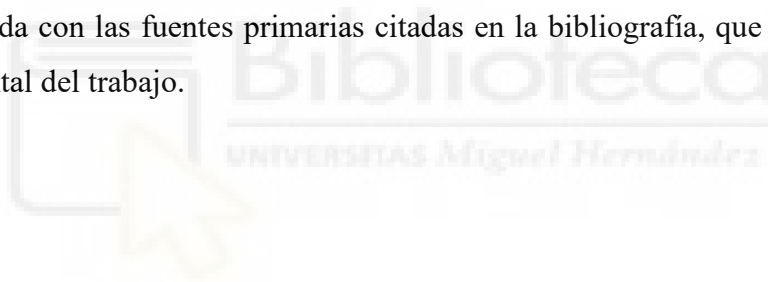
Los resultados obtenidos permiten identificar las vulnerabilidades estructurales que hicieron posible el colapso y, a partir de ellas, establecer un marco técnico para lograr operar con seguridad en un sistema eléctrico dominado por energías renovables.

Las palabras clave de este TFG son: cero energético, apagón ibérico, estabilidad del sistema eléctrico, inercia síncrona, colapso por sobretensión, energías renovables, inversores grid-forming, almacenamiento de energía, transición energética, seguridad del suministro.

En la elaboración del presente Trabajo de Fin de Grado se han utilizado herramientas de inteligencia artificial generativa de forma moderada y siempre como apoyo instrumental, en las siguientes tareas concretas:

Búsqueda y localización de información técnica y normativa relevante. Apoyo en la estructuración y organización de ideas durante el desarrollo del trabajo. Revisión ortográfica, gramatical y de estilo del texto. Asistencia puntual en la mejora de la redacción de párrafos previamente elaborados por el autor.

El análisis técnico, las interpretaciones, las conclusiones y las opiniones expresadas son íntegramente del autor. Toda la información obtenida con apoyo de estas herramientas ha sido contrastada con las fuentes primarias citadas en la bibliografía, que constituyen la base documental del trabajo.



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. Motivación del trabajo	4
1.2. Objetivos del trabajo de fin de grado	6
1.3. Metodología	6
2. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	8
2.1. Historia del sistema eléctrico español	9
2.2. Arquitectura del sistema eléctrico español	11
2.3. Parámetros fundamentales de operación	28
2.4. Equilibrio generación-demanda	67
2.5. Marco regulatorio y normativo	83
3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	105
3.1. Evolución del mix energético español	106
3.2. Características de generación renovable	115
3.3. Retos para la estabilidad del sistema	134
3.4. Advertencias previas	145
4. ANÁLISIS DEL CERO ENERGÉTICO DEL 28 DE ABRIL DE 2025	152
4.1. Contexto y situación previa	153
4.2. Fase 0: Inestabilidad previa (mañana del 28A)	157
4.3. Fase 1: Oscilaciones (12:00-12:30)	161
4.4. Fase 2: Pérdida de generación	169
4.5. Fase 3: Colapso	174
4.6. Fase 4: Reposición	179
4.7. Análisis de causas	185
5. CONSECUENCIAS E IMPACTO	199
5.1. Impacto humano	199
5.2. Impacto económico	202
5.3. Impacto en infraestructuras críticas	205
5.4. Impacto institucional	207
6. ANÁLISIS COMPARATIVO: GRANDES APAGONES HISTÓRICOS	210
6.1. Apagón producido en el noreste de Estados Unidos y Canadá (9 de noviembre de 1965), el primer gran apagón de la historia	210
6.2. Apagón de Chile (25 de febrero de 2025)	227
6.3. Noreste de Estados Unidos y Canadá (14 de agosto de 2003)	241
6.4. Italia (28 de septiembre de 2003)	257
6.5. India (30-31 de julio de 2012)	271
6.6. Separación de la red europea (8 de enero de 2021)	288
6.7. Diferencias clave del caso ibérico de 2025	298
7. SOLUCIONES PROPUESTAS	309
7.1. Soluciones a corto plazo	310
7.2. Soluciones a medio plazo	316
7.3. Soluciones a largo plazo	375
7.4. Análisis técnico-económico	408
8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	415
8.1. Conclusiones	415
8.2. Aportaciones del trabajo	420
8.3. Líneas futuras de investigación	421
9. BIBLIOGRAFÍA	423

1. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo de Fin de Grado analiza el cero energético ocurrido el 28 de abril de 2025 en la Península Ibérica, un evento sin precedentes en la historia del sistema eléctrico español que dejó sin suministro a más de 47 millones de personas durante un periodo de hasta 36 horas.

Este capítulo expone la motivación del trabajo, define sus objetivos generales y específicos y describe la metodología empleada. La motivación personal, la formulación de objetivos claros y la definición de un método de trabajo riguroso constituyen los pilares sobre los que se sustenta el resto del trabajo.

1.1. MOTIVACIÓN DEL TRABAJO

Para contextualizar el objeto de este trabajo, resulta necesario remontarse a las 12:33:27,300 h del 28 de abril de 2025, momento en el que se produjo el **primer cero total del sistema peninsular**. Se trata de un hecho sin precedentes en la historia del sistema eléctrico español debido a los siguientes factores:

- **Robustez del sistema:** Hasta el momento del incidente, el sistema operaba bajo los criterios de seguridad habituales (N-1), diseñado para soportar la pérdida de cualquier elemento simple sin afectar al suministro.
- **Fallos en cascada:** Empezó en una planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz (N-1) y desencadenó una actuación imprevista de las protecciones que provocó un efecto dominó, provocando la desconexión sucesiva de grupos de generación hasta acumular 12 pérdidas simultáneas (N-12).
- **Impacto social y técnico:** El cero de tensión dejó sin servicio a 47 millones de personas y afectó a varias infraestructuras, requiriendo un proceso de reposición de servicio (arranque autónomo) que se prolongó durante 36 horas hasta recuperar la normalidad total.

El presente trabajo surge del interés del autor por la red eléctrica y su funcionamiento, materia que siempre ha despertado una especial atención en su trayectoria formativa. Sin embargo, el detonante concreto que se convirtió en la motivación de la elección de este tema fue el apagón generalizado ocurrido el pasado 28 de abril.

El 28 de abril fue el día en el que se produjo un acontecimiento de singular relevancia en el contexto energético nacional. Durante el tercer curso del Grado en Ingeniería Eléctrica, varias asignaturas abordaron el análisis de la red y sus mecanismos de operación. Todas coincidían en que un colapso total del sistema eléctrico español carecía de precedentes y se consideraba prácticamente inviable.

Esta coincidencia resultó especialmente llamativa a la luz de los hechos posteriores. A ello se suma que, apenas unas semanas previas al incidente, se celebró una conferencia impartida en la universidad por dos técnicos de Iberdrola, en la que se expuso el funcionamiento, la estructura y la evolución de la red eléctrica española.

En dicha sesión, los ponentes hablaron de la improbabilidad de un colapso energético total, afirmación que, a la vista de lo acontecido el 28 de abril, confiere a este trabajo un punto de partida tanto académico como de actualidad innegable.

El análisis del evento del 28 de abril adquiere especial relevancia en el contexto de la actual transición energética hacia un modelo descarbonizado. Actualmente, el sistema eléctrico español se encuentra en una fase de transformación acelerada, caracterizada por la sustitución progresiva de la generación convencional (térmica y nuclear) por fuentes de origen renovable.

Este evento evidencia alteraciones significativas en la estabilidad de la red. Por consiguiente, este incidente no debe considerarse aislado, sino como un síntoma de vulnerabilidad de la red. La relevancia de este trabajo radica en estudiar cómo un sistema con alta penetración de renovables se comporta ante contingencias críticas, un escenario que será la norma y no la excepción en la operación futura del sistema.

En consecuencia, la investigación exhaustiva de las causas del cero de tensión es crucial para garantizar la seguridad del suministro. No basta con restablecer el servicio; es necesario realizar un análisis que identifique por qué fallaron las medidas de protección.

A partir de este análisis se proponen soluciones orientadas a evitar la repetición de eventos similares.

1.2. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

El objetivo general que persigue el presente TFG es analizar las causas técnicas del cero energético del 28 de abril y proponer soluciones que permitan mantener la estabilidad de la red eléctrica en el escenario actual, es decir, en alta penetración de renovables.

Para alcanzar este objetivo general, el trabajo se articula en torno a los siguientes objetivos específicos (OE):

- a) **OE1:** Describir los fundamentos técnicos del funcionamiento del sistema eléctrico español.
- b) **OE2:** Analizar los retos que plantea la integración masiva de generación renovable.
- c) **OE3:** Reconstruir la secuencia de eventos del apagón a partir de los informes técnicos.
- d) **OE4:** Identificar las causas fundamentales del colapso.
- e) **OE5:** Evaluar las consecuencias del evento.
- f) **OE6:** Proponer y analizar soluciones técnicas.

1.3. METODOLOGÍA

El presente trabajo se ha desarrollado siguiendo una metodología basada en cuatro pilares complementarios:

El primer pilar es la revisión bibliográfica y documental. Esta constituye la base del conjunto del trabajo. En primer lugar, se han consultado y analizado los cuatro grandes informes técnicos oficiales publicados sobre el apagón del 28A:

1. El informe del Comité de Análisis del Gobierno de junio de 2025
2. El informe del IIT-Comillas de septiembre de 2025

3. El informe final de ENTSO-E de marzo de 2026
4. El informe de recomendaciones de la CNMC PRO/CNMC/001/26 de marzo de 2026

Junto a estos documentos primarios, también se ha revisado literatura técnica especializada en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, informes de organismos internacionales, como:

- a) ENTSO-E.
- b) IRENA.
- c) AIE.
- d) Normativa europea aplicable, como los Network Codes, SO GL y NC RfG.
- e) Normativa española como los Procedimientos de Operación y el Real Decreto 997/2025.
- f) Publicaciones académicas.
- g) Fuentes sectoriales de referencia.

El segundo pilar se centra en el análisis de datos operativos del sistema eléctrico obtenidos de fuentes públicas, como e-sios de Red Eléctrica y los informes técnicos citados. Se incluyen curvas de generación, evolución de tensión y frecuencia, así como datos del mix energético del día del apagón.

El tercer pilar es el análisis comparativo con grandes apagones históricos, que permite contextualizar el evento del 28A en el marco de antecedentes internacionales y extraer lecciones generalizables sobre los patrones causales de los colapsos de sistemas eléctricos a gran escala.

El cuarto y último pilar corresponde a la síntesis y propuesta de soluciones. Este se basa en el estado del arte de las tecnologías de estabilización de red y en las recomendaciones formuladas por los organismos técnicos e institucionales competentes tras el análisis del evento.

2. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para comprender en profundidad las causas y consecuencias del apagón del 28 de abril de 2025, resulta imprescindible conocer previamente el sistema eléctrico español en su conjunto: su historia, su arquitectura física, sus parámetros fundamentales de operación y el delicado equilibrio que debe mantenerse en todo momento entre la generación y la demanda.

Este capítulo analiza los fundamentos técnicos necesarios para seguir el análisis desarrollado en los capítulos posteriores, partiendo de la evolución histórica del sistema desde sus orígenes en el siglo XIX hasta la situación actual, pasando por la descripción de la arquitectura del sistema eléctrico convencional y las novedades introducidas por la generación distribuida y las interconexiones internacionales. Se analizan asimismo los tres parámetros de operación más críticos, que son la frecuencia, la tensión y la inercia, cuya gestión inadecuada estuvo en el origen del colapso del 28A, así como el marco de equilibrio entre generación y demanda que articula el funcionamiento cotidiano del sistema.

2.1. HISTORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

La historia de la electricidad en España arranca a finales del siglo XIX, con las primeras centrales térmicas e hidroeléctricas y la extensión progresiva del tendido eléctrico. Durante la primera mitad del siglo XX, el sistema creció de forma acelerada: en los años 20 la potencia instalada se había multiplicado por 12, con el 81% procedente de fuentes hidráulicas. La posguerra trajo consigo un déficit energético que impulsó la creación de UNESA (1944) y la posterior apuesta nuclear de los años 60, con la puesta en marcha de las centrales de Zorita, Garoña y Vandellós. Tras la crisis del petróleo de 1973, el Plan Energético Nacional de 1979 reorientó el mix hacia el carbón y la nuclear, configurando el sistema que perduró hasta los años 90. La gran transformación estructural llegó con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que liberalizó el mercado, separó las actividades de generación, transporte y distribución, y creó el mercado mayorista gestionado por OMIE, poniendo fin al despacho centralizado.

En la época comprendida entre el año 2000 y el año 2025, el sistema eléctrico español se encontraba en un despliegue masivo de las energías renovables para avanzar hacia la transición energética.

El siglo XXI se caracterizó por la transición energética, es decir, el uso de fuentes de energía renovables (eólica, solar e hidráulica son las principales) en vez de combustibles fósiles (gas, carbón y petróleo). El objetivo estaba centrado en mitigar el cambio climático, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Por este motivo, el uso de combustibles fósiles como el carbón o el gas se ha visto reducido de forma muy relevante como fuente de energía para generar electricidad en las centrales térmicas [5].

A partir de 2004, España impulsó la energía eólica y la energía solar con sistemas de primas a la generación, que dispararon la instalación de renovables, aunque también generaron tensiones en el déficit tarifario.

Desde 2010, la capacidad de producción de energía eólica y fotovoltaica en España se ha triplicado, mientras que, por ejemplo, ya solo quedan operativas cuatro centrales térmicas de carbón.

De la segunda década de los 2000 en adelante, se ha apostado por una transición a modelos energéticos más sostenibles y menos basados en el carbón o en combustibles fósiles, pero también por grandes cambios causados por diferentes sucesos geopolíticos y crisis energéticas globales que han causado una alta volatilidad.

En 2014, entró en vigor el Real Decreto 413/2014, que regula la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos.

En 2023, España alcanzó un récord histórico en generación de energía renovable debido a que supusieron un 50,3% del mix energético nacional y llegó a generar 134.321 GWh. También tuvo retos diarios como el 27 de enero. En ese día se consumieron más de 573 GWh de electricidad renovable en un solo día. Y en 2024 se superó incluso esta cifra, cuando la producción eléctrica a partir de energías renovables alcanzó una cuota del 56,8%.

La normativa que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector es la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, los cuales regulan la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Esta normativa mantiene la distinción entre actividades reguladas (transporte, distribución, gestión técnica y gestión económica) y no reguladas (generación y comercialización). Igualmente, impulsa la competencia efectiva del sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador.

2.2. ARQUITECTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El suministro de energía se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución a cambio de una contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad exigidas. Este sistema realiza diferentes actividades para el suministro de energía y estas son:

- **Generación:** Actividad mayormente no regulada debido a que tiene algunas barreras de entrada en algunas tecnologías de generación. Consiste en producir energía eléctrica y tiene lugar en las centrales.
- **Transporte:** Actividad regulada que tiene por objeto transmitir energía eléctrica por la red a distintos sujetos y para poder realizar intercambios a nivel internacional.
- **Distribución:** Actividad regulada que tiene como objetivo transmitir energía eléctrica desde redes de transporte u otras redes de distribución hasta los puntos de consumo o a otras redes de distribución.
- **Comercialización:** Actividad no regulada que es desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica. Su función consiste en vender energía eléctrica a consumidores o a otros sujetos según la norma vigente.
- **Gestión técnica:** Actividad regulada y un monopolio natural. Para que el sistema funcione correctamente, tiene que haber un gestor técnico, también conocido como operador del sistema. El operador del sistema en España es Red Eléctrica y es el encargado de la operación en tiempo real tanto en la península como en los sistemas insulares y extrapeninsulares, garantizando en todo momento la seguridad y la continuidad del suministro.
- **Gestión económica:** Actividad regulada y un monopolio natural. Tiene un gestor económico que es el operador de mercado (OMIE). Se dedica a gestionar el mercado mayorista de la electricidad, donde los agentes compradores y vendedores contratan las cantidades que necesitan a precios públicos y transparentes. Gestiona

de manera integrada los mercados (diarios e intradiarios) para toda la península y su funcionamiento es igual que el de muchos mercados europeos.

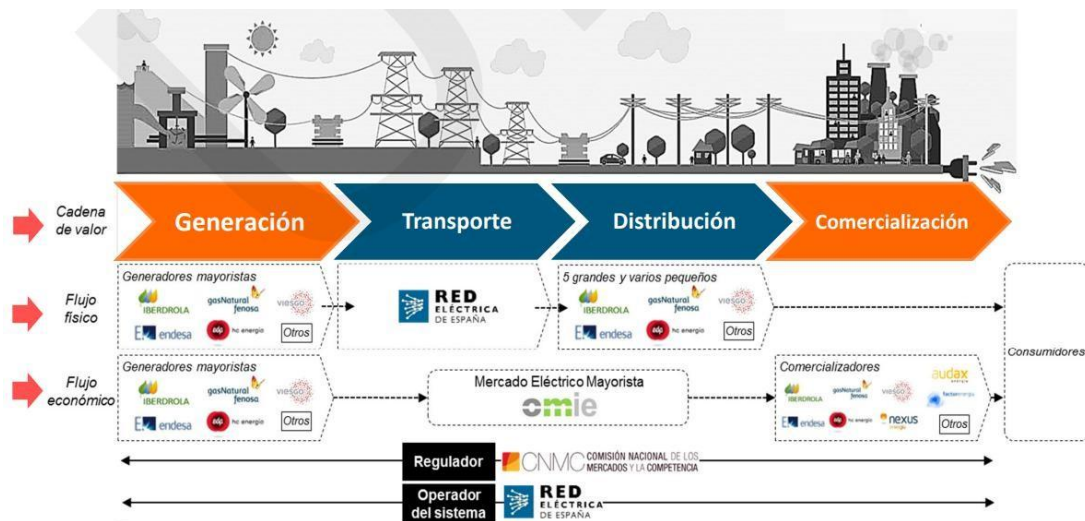


Figura 1. *Estructura del sistema eléctrico español*. Fuente: Material docente. Sistema eléctrico y mercado

En la figura 1 se aprecia la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que es un agente regulador. Corresponde al organismo público encargado de velar, entre otros, por la competencia efectiva en los sistemas eléctricos y por la objetividad y transparencia de funcionamiento en beneficio de todos los que operan y los consumidores.

Además, REE usa el SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), un sistema que permite supervisar, controlar y adquirir datos de la red. Mediante este sistema, el operador del sistema puede monitorizar y controlar en tiempo real el estado de toda la infraestructura eléctrica.

El SCADA en la práctica realiza tres cosas fundamentales:

1. Adquiere datos de miles de sensores de tensiones, corrientes, potencias y posición de interruptores distribuidos por toda la red y los concentra en el centro de control.
2. Presenta los datos adquiridos a los operadores en pantallas con esquemas de la red actualizados en tiempo real.
3. Permite enviar órdenes de control remotas a los equipos de campo: abrir o cerrar un interruptor, cambiar una consigna de generación, modificar la posición de un cambiador de tomas de un transformador.

El SCADA es muy importante, puesto que, sin él, REE no podría ver lo que está ocurriendo en su sistema y no podría operar el sistema adecuadamente. Por eso el SCADA se considera el sistema nervioso del sistema eléctrico.

En el SCADA hay un factor muy importante que debe tenerse en cuenta: el sistema Siemens Energy, que es uno de los proveedores globales más importantes de sistemas SCADA para redes de transmisión. REE utiliza tecnología Siemens en sus centros de control, en particular el SINAUT Spectrum, que es la plataforma de gestión de energía de Siemens orientada a operadores de transmisión.

Esta plataforma integra las funciones de SCADA clásico con las herramientas de análisis propias de un sistema de gestión de energía:

- Estimador de estado.
- Análisis de contingencias.
- Flujo de cargas óptimo.
- Herramientas de control de tensión y frecuencia.

Por último, está el ARA (Sistema de Adquisición, Registro y Análisis de Incidencias), que es el sistema de registro y análisis de incidencias del sistema eléctrico que utilizan operadores de distribución en España. Su función es capturar, almacenar y clasificar automáticamente los eventos que ocurren en la red eléctrica. Eventos como:

- Disparo de protecciones.
- Cortes de suministro.
- Variaciones de tensión.
- Reconexiones automáticas.
- Sobrecargas.
- Cualquier otra anomalía registrada por los equipos de campo.

Este sistema es capaz de procesar hasta 2.000 incidencias simultáneamente. Además, puede determinar el origen de estas, dado que al registrar con precisión de milisegundos el momento en que cada protección actúa y en qué subestación lo hace, los investigadores pueden reconstruir la secuencia de eventos y determinar cuál fue el primer disparo que desencadenó la cascada.

Estos son actuadores del sistema; se analizará cómo el sistema ha cambiado debido a la antedicha transición energética, provocando que haya una distinción entre el sistema eléctrico tradicional, donde la mayoría de la energía se obtenía del carbón y del petróleo, y el actual, donde muchas de las energías que participan en el mix son renovables.

2.2.1. SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL

El sistema eléctrico de antes de la entrada de renovables era el siguiente:

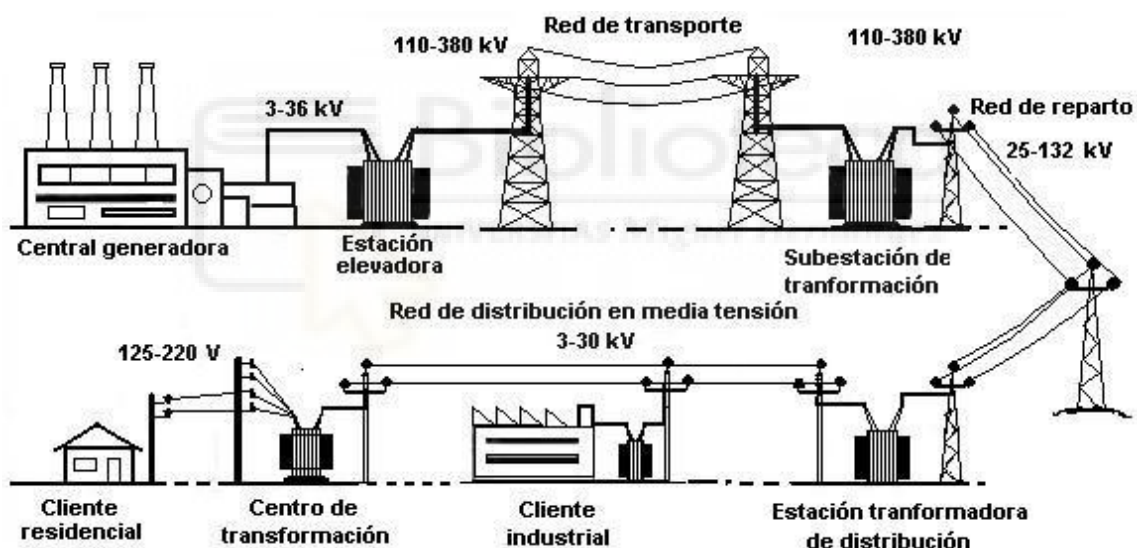


Figura 2. *Esquema general de la red eléctrica desde la central generadora hasta el cliente, con los niveles de tensión.* Fuente: Opengy. El funcionamiento del sistema eléctrico en España

El sistema eléctrico convencional es el modelo que ha sustentado el suministro de energía en España y en la mayor parte del mundo durante el siglo XX. Su arquitectura responde a una lógica lineal y jerárquica donde la energía se genera de forma centralizada en grandes instalaciones como centrales térmicas, hidroeléctricas y nucleares, se eleva a alta tensión para ser transportada eficientemente a lo largo de cientos de kilómetros a través de la red de transporte, se reduce progresivamente en las subestaciones de distribución y llega finalmente al consumidor final a los niveles de tensión normalizados de uso doméstico e industrial.

Esta arquitectura, consolidada a lo largo de décadas, fue diseñada en torno a una característica fundamental de sus fuentes de generación: la predictibilidad y la controlabilidad.

Las centrales convencionales pueden arrancar, regular su potencia y detenerse en función de las necesidades del sistema. Esta capacidad de ajuste continuo es la que permite al operador del sistema mantener en todo momento el equilibrio entre la energía que se genera y la que se consume, condición imprescindible para que la frecuencia de la red se mantenga en los 50 Hz que exige el estándar europeo.

2.1.1.1. CENTRAL GENERADORA

La energía eléctrica se produce en centrales. Según el tipo de energía primaria utilizada, pueden ser hidráulicas, térmicas clásicas o térmicas nucleares. La dirigen los productores, que son personas jurídicas que tienen la función de generar energía, construir, operar y mantener las centrales de producción.

La generación de energía eléctrica se realiza mediante un alternador trifásico con frecuencias de 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América. Las tensiones de los generadores suelen ser entre 6 kV y 25 kV.

La central generadora es el punto de origen de toda la cadena eléctrica. Su función es convertir una fuente de energía primaria como el agua embalsada, el calor del vapor, la fisión nuclear o la radiación solar en energía eléctrica mediante el principio de inducción electromagnética. En el sistema convencional, esta conversión se realiza casi universalmente a través de un generador síncrono, también llamado alternador, que transforma la energía mecánica de rotación de una turbina en corriente alterna trifásica.

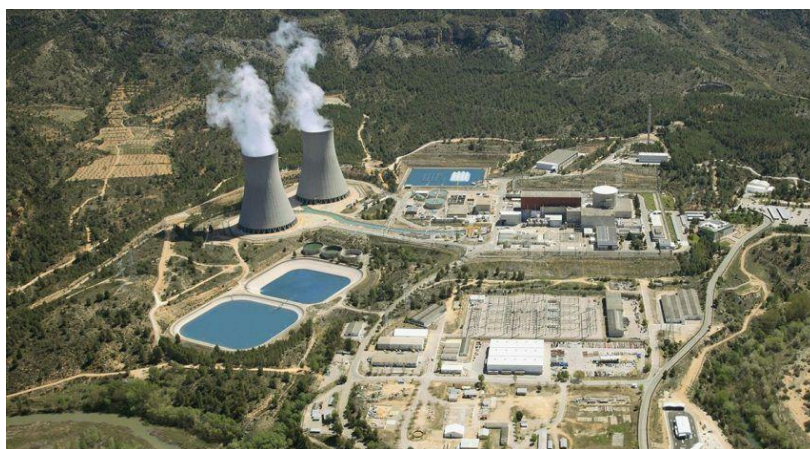


Figura 3. *Central nuclear de Cofrentes*. Fuente: Foronuclear. Energía nuclear en España.

2.1.1.2. RED DE TRANSPORTE

La red de transporte es la columna vertebral del sistema eléctrico y en España la gestiona Red Eléctrica de España (REE), quien además es el operador del sistema. Esta red opera fundamentalmente a 400 kV, aunque también incluye niveles de 220 kV y 132 kV. Su estructura es mallada, con más de 45.100 km de circuitos y más de 600 subestaciones interconectadas, lo que permite disponer de rutas alternativas ante el fallo de cualquier elemento. Esta redundancia es la base técnica del criterio de seguridad N-1 que rige la operación del sistema.

La tensión nominal de 400 kV que emplea la red de transporte debe mantenerse dentro de un rango de $\pm 7\%$ en condiciones normales de operación, según dice la normativa.

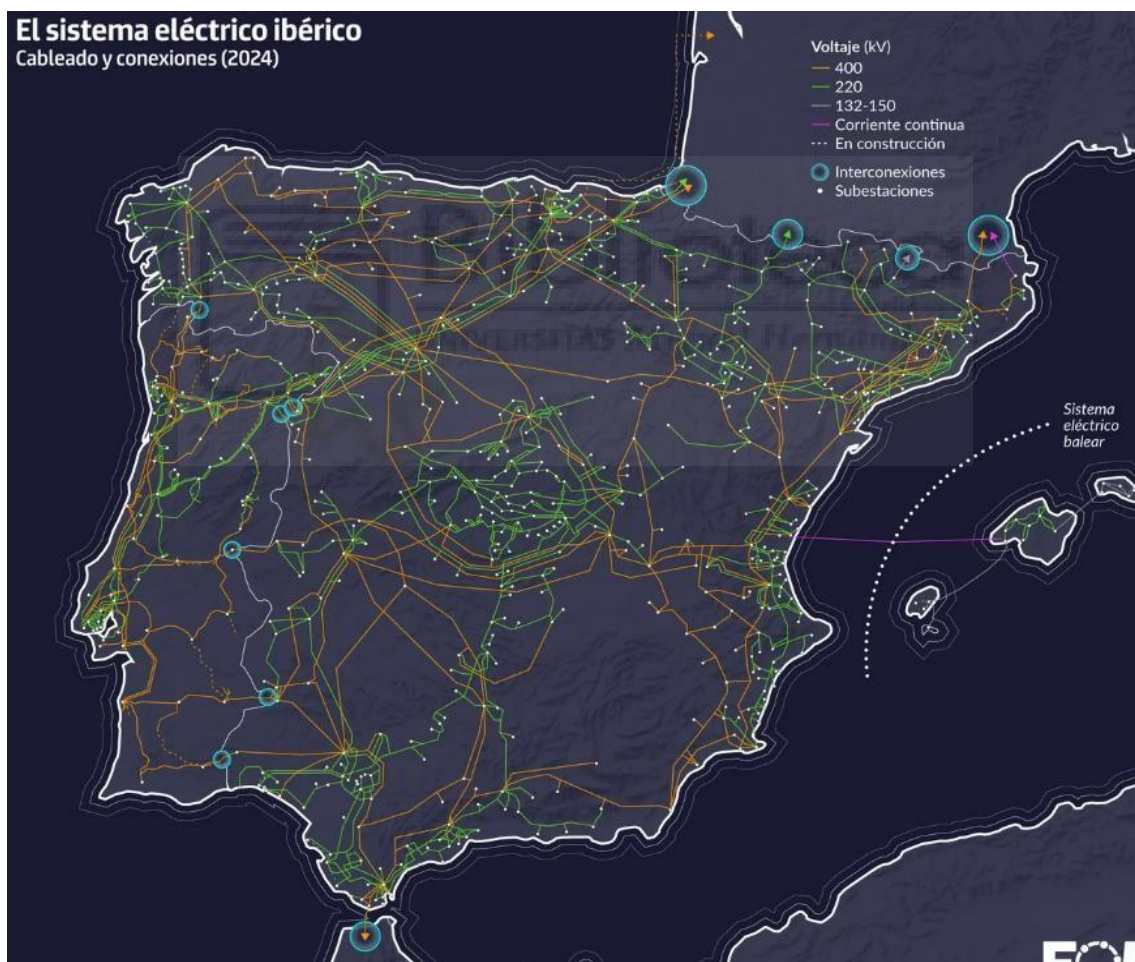


Figura 4. Mapa del sistema eléctrico ibérico 2024: cableado y conexiones por niveles de tensión (400 kV, 220 kV, 132-150 kV, corriente continua), interconexiones y subestaciones. Fuente: El orden mundial. El mapa del sistema eléctrico ibérico.

2.1.1.3. SUBESTACIONES

Las subestaciones son los nodos de conexión del sistema eléctrico. En ellas se reúnen los equipos de alta tensión que interconectan distintos tramos de la red. La función principal de las subestaciones es elevar o reducir la tensión según el punto de la cadena eléctrica en que se encuentren:

- Las subestaciones elevadoras se sitúan en las centrales generadoras.
- Las reductoras en los puntos de distribución y las de maniobra actúan como nodos de conexión sin transformación.

En cuanto al aislamiento, las subestaciones modernas emplean mayoritariamente SF6, que reduce drásticamente las distancias de aislamiento y el espacio necesario respecto a las subestaciones convencionales de aire.



Figura 5. *Fotografía de una subestación eléctrica de alta tensión con aisladores, transformadores e interruptores.* Fuente: Energía y sociedad. Subestaciones eléctricas: Funcionamiento, tipos y componentes.

2.1.1.4. RED DE DISTRIBUCIÓN

La red de distribución lleva la energía desde la red de transporte hasta los consumidores finales, operando en niveles de media tensión (3–20 kV) y baja tensión (400/230 V). Esta parte del sistema es responsabilidad de los distribuidores, que son las compañías distribuidoras.

Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios que tienen como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las instalaciones de distribución que se destinan a situar energía en los puntos de consumo.

En España existen un total de 342 empresas distribuidoras pequeñas y 5 empresas grandes; Endesa e Iberdrola tienen el 78% de cuota. Igualmente, los distribuidores no tienen relación con los consumidores finales.

A efectos del análisis del 28A, es preciso subrayar que el colapso se originó y desarrolló íntegramente en la red de transporte de 400 kV; la red de distribución fue víctima del colapso, no su causa.



Figura 6. Centro de control de Red Eléctrica de España con operadores monitorizando el sistema en pantallas SCADA. Fuente: REE. Centros de control eléctrico.

2.1.1.5. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT)

Los centros de transformación o CT tienen la finalidad de reducir la tensión desde media tensión (11–30 kV) hasta los niveles normalizados de baja tensión (400/230 V) aptos para uso doméstico e industrial. Constituyen el último eslabón antes del consumidor final y están compuestos por celdas de media tensión, el transformador principal, cuadros de baja tensión y sistemas de protección y medida.

En zonas urbanas suelen estar integrados en los propios edificios, mientras que en entornos rurales e industriales se instalan en recintos exteriores o prefabricados.

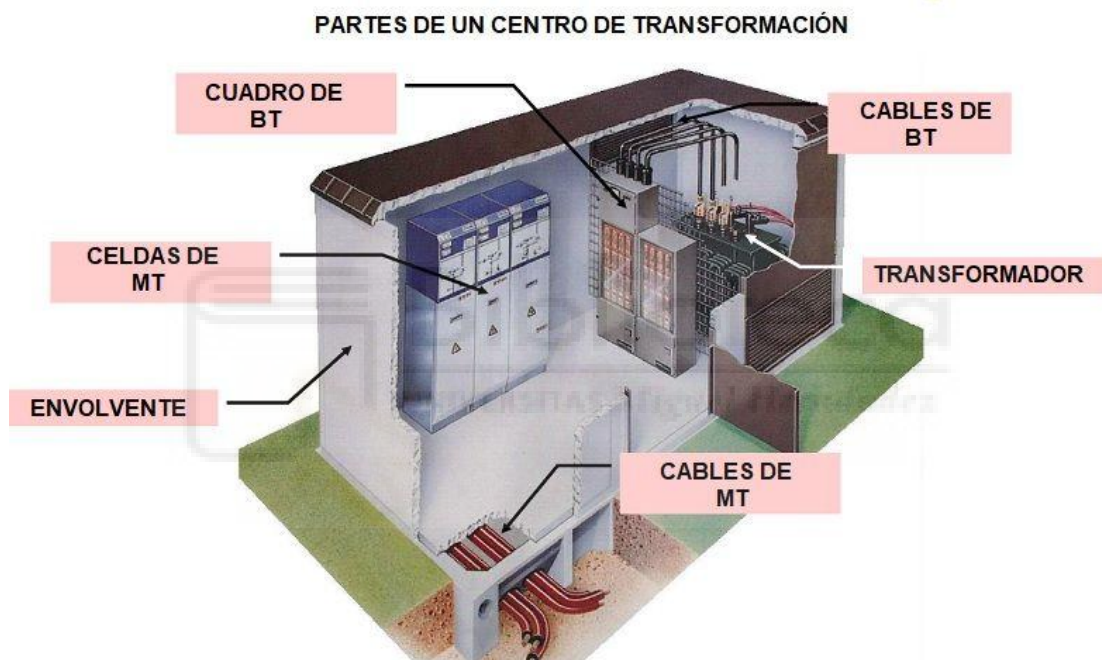


Figura 8. Esquema 3D de las partes de un centro de transformación: envoltente, celdas MT, transformador, cuadro BT, cables MT y BT. Fuente: AREATECNOLOGÍA. Centros de transformación.

2.1.1.6. CLIENTES O CONSUMIDORES FINALES

En la red existen dos tipos de consumidores: el residencial y el industrial.

2.1.1.6.1. CLIENTE INDUSTRIAL

El cliente industrial consume grandes cantidades de energía eléctrica y recibe suministro a niveles de media tensión. Al ser un consumidor de alta demanda, tiene una influencia considerable en la planificación de la red.

Disponen de transformadores propios para bajar los niveles de baja tensión. Estos transformadores suelen alimentar motores eléctricos, maquinaria industrial, sistemas de climatización e iluminación.

Puede trabajar en trifásica debido a las grandes potencias y tiene sus propios sistemas de protección, medida y control.

2.1.1.6.2. CLIENTE RESIDENCIAL

El cliente residencial es el consumidor doméstico. Consume densidad de cargas eléctricas pequeñas y recibe suministro por lo general en niveles de baja tensión. Presenta una demanda inferior a la del consumidor industrial, pero es el más numeroso.

Estos reciben el suministro eléctrico desde un respectivo centro de transformación; no tienen uno propio como los clientes industriales.

El suministro suele ser monofásico y alimenta a electrodomésticos, iluminación, equipos electrónicos y climatización doméstica.



Figura 9. *Representación cliente residencial: vivienda con panel solar, inversor, contador y conexión a la red pública.* Fuente: Tecnología eléctrica. ¿Independizar la instalación eléctrica residencial de la red de distribución?

2.2.2. NOVEDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico ha sufrido una transformación a lo largo del tiempo. La configuración actual es la siguiente:

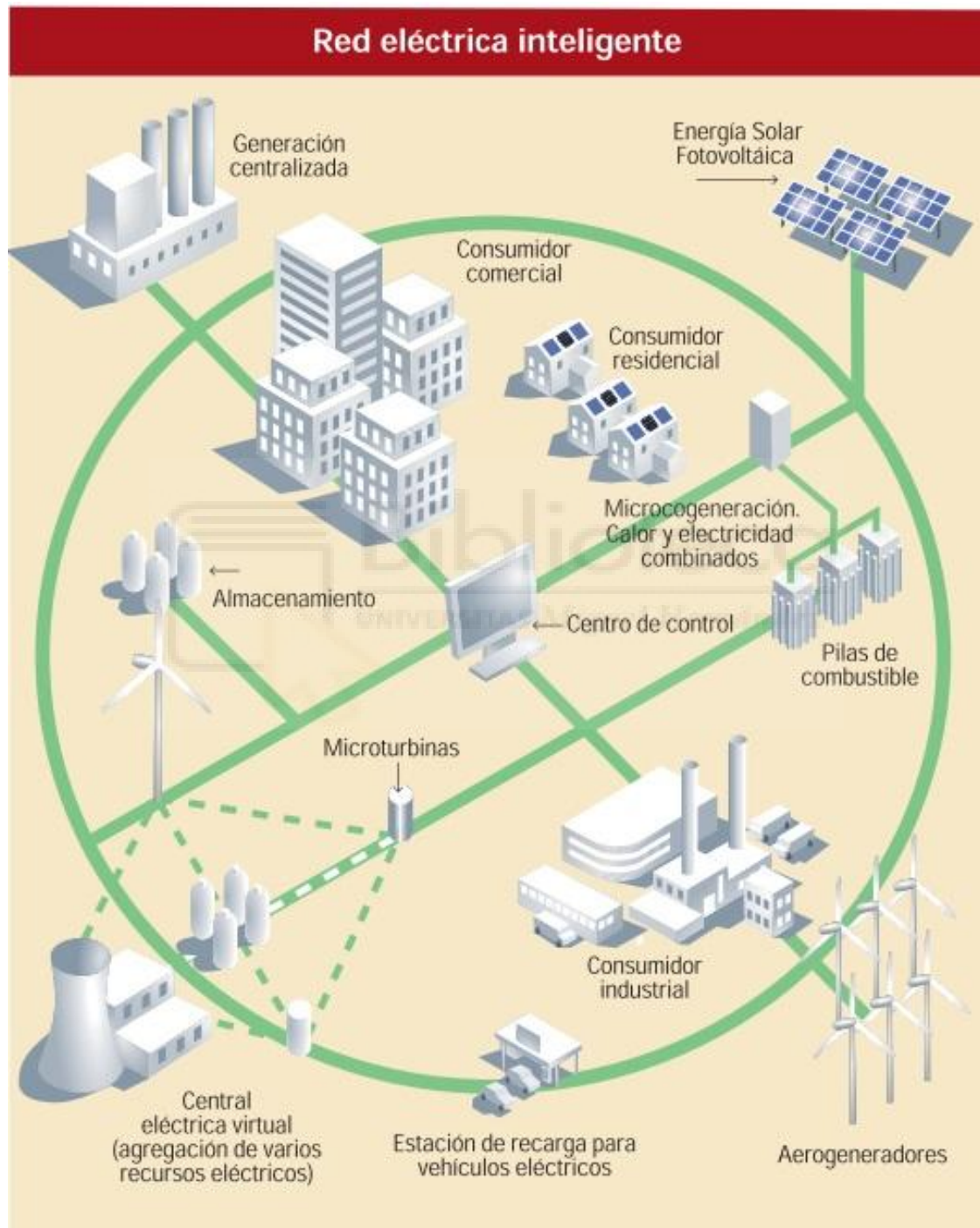


Figura 10. Diagrama de red eléctrica inteligente (Smart Grid) con todos sus componentes: generación centralizada, FV, eólica, almacenamiento, microturbinas,

vehículos eléctricos, consumidores industrial, comercial y residencial. Fuente: Global Electricity. Diferencias entre smart grids y redes eléctricas convencionales

Se pueden apreciar bastantes distinciones respecto al sistema eléctrico convencional:

En primera instancia, en el sistema eléctrico convencional, la generación se centraba en algunas grandes centrales eléctricas. Actualmente, la generación se encuentra distribuida, es decir, la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación que se instalan cerca de los puntos de consumo. Con ello, se consigue una mejora tanto ambiental como energética (se reducen las pérdidas de transporte por el acercamiento) y una reducción de costes económicos y desarrollo de energías renovables.

La generación distribuida se basa en la unión de las centrales convencionales y las pequeñas fuentes de generación. Esto provoca que sea más equilibrada e independiente de las grandes centrales, reduciendo así el CO₂ emitido.

2.2.2.1. PEQUEÑAS FUENTES DE GENERACIÓN

Las pequeñas fuentes de generación distribuidas por la ciudad suelen estar en edificios o elementos públicos. Estas cooperan con las grandes centrales, haciendo que las ciudades sean más autosuficientes y no dependan de las grandes centrales. También está concebido para implantar energías renovables.

Existen diferentes tipos:

- **Placas solares fotovoltaicas:** En cualquier edificio de la ciudad se pueden instalar placas fotovoltaicas. Este tipo de energía hace que el edificio sea autosuficiente e incluso que aporte también parte de la electricidad a la red eléctrica de la ciudad.
- **Aerogeneradores:** Son pequeños generadores eólicos pensados para instalarse en una fuente de alumbrado, por lo general público. Su objetivo es que las farolas se autoalimenten de forma autónoma. Además, los aerogeneradores pueden aportar a la red la energía que no necesiten para el alumbrado.
- **Vehicle to grid (V2G):** Una de las ventajas que pueden suponer los vehículos eléctricos o híbridos que dispongan de enchufe es que el flujo de electricidad puede ser inverso gracias a las redes inteligentes.

2.2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Esta generación distribuida tiene unas características principales:

- **Reduce las pérdidas en la red eléctrica:** Al situarse próxima al punto de consumo, la generación distribuida acorta las distancias de transporte y, con ello, reduce las pérdidas por efecto Joule en la red.
- **Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico:** Como se emplean pequeñas fuentes de generación, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico.
- **Potencias reducidas:** Las unidades de microgeneración suelen tener potencias inferiores a 3 kW, aunque en general se suele decir que no sobrepasan los 10 kW de potencia instalada.
- **Energías renovables:** En la generación distribuida están muy presentes las energías renovables, dado que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo.

2.2.3. INTERCONEXIONES

Actualmente, debido a las grandes cantidades de energía, la red se encuentra interconectada. Las interconexiones son instrumentos clave para el impulso de una transición ecológica segura tanto en España como en el conjunto de la Unión Europea.

Su papel en la red es el de ser infraestructuras estratégicas que garanticen la seguridad de suministro, la integración de renovables, la eficiencia del sistema y la independencia energética de la Unión Europea.

2.2.3.1. BENEFICIOS DE INTERCONECTAR

Interconectar tiene beneficios como:

- a) **Seguridad del suministro:** Los sistemas interconectados son más estables, robustos y seguros, puesto que suponen un respaldo mutuo en caso de incidente, desconexión y mantenimiento.
- b) **Autonomía energética:** Permiten avanzar en la independencia energética de la Unión apostando por recursos energéticos autóctonos como el sol o el viento.
- c) **Integración de renovables:** Favorecen un mejor aprovechamiento de la producción de energía renovable con independencia de dónde se produce, alcanzando así una reducción del CO₂ y un impacto favorable en el clima.
- d) **Mayor eficiencia energética:** Facilitan una mayor integración en el mercado.

Interior de la Energía, permitiendo que fluya la energía desde donde es más barata hacia el resto de la región.



Figura 11. Diagrama de red eléctrica inteligente (Smart Grid) con todos sus componentes: generación centralizada, FV, eólica, almacenamiento, microturbinas, vehículos eléctricos, consumidores industrial, comercial y residencial. Fuentes: Principios verdes. ¿Qué son las interconexiones energéticas?

2.1.3.2. INTERCONEXIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

La Unión Europea apostó por un sistema interconectado para poder circular energía libremente entre los estados, obteniendo de este modo un sistema más robusto, eficiente y descarbonizado.

La UE busca conseguirlo estableciendo el objetivo de que los países han de alcanzar un nivel de interconexión de al menos el 10% en 2025 y del 15% en 2030 con el resto de la Unión Europea.

Actualmente, el sistema eléctrico español está conectado con los sistemas de Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. La interconexión con Francia es la puerta de conexión con Europa; sin embargo, su capacidad de intercambio de 3 GW representa un bajo nivel de interconexión para la Península. Esto prueba que es necesario seguir aumentando la capacidad de intercambio del sistema eléctrico español, logrando que sea cada vez más renovable.

2.1.3.2.1. INTERCONEXIÓN CON FRANCIA

La interconexión eléctrica España-Francia por los Pirineos es una infraestructura innovadora, compleja, excepcional y pionera en el mundo, que supuso uno de los mayores retos tecnológicos en el desarrollo de la red de transporte de España.

La línea de interconexión es una red de corriente continua subterránea. La línea posee una longitud de 64,5 km y discurre paralela a la autopista AP-7 y al tren de alta velocidad. La línea corresponde a trazado soterrado en zanja de hormigón, excepto el tramo que cruza los Pirineos, que es a través de un túnel de 8,5 km por el macizo de la Albera, paralelo a la línea ferroviaria de alta velocidad. Enlaza los municipios de Santa Llogaia, cerca de Figueres (España), con Baixas, próximo a Perpiñán (Francia). En ambos municipios hay dos estaciones conversoras necesarias para transformar la corriente alterna que circula por la red de España y Francia en corriente continua para así realizar la interconexión.

La interconexión se puso en servicio en octubre de 2015; permitió duplicar la capacidad de intercambio de electricidad entre Francia y España, de 1.400 a 2.800 MW, otorgando una mayor seguridad, estabilidad y calidad de suministro eléctrico a los dos países.

Además, esta interconexión permitió también mejorar la calidad del suministro de las poblaciones fronterizas, garantizar el suministro eléctrico del tren de alta velocidad en el lado español y favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable.

España tiene capacidad de intercambio con Francia del 3% de su demanda máxima, muy por debajo del 10% recomendado por la UE. Esta situación provoca que España sufra el fenómeno "isla energética".

2.1.3.2.2. INTERCONEXIÓN CON MARRUECOS

Esta interconexión se origina a partir de cables submarinos entre la terminal de Tarifa (España) y la terminal de Fardioua (Marruecos) y se quiere con ella interconectar la infraestructura de Europa y África.

La interconexión España-Marruecos incluye dos líneas de 400 kV (puestas en servicio en 1997 y 2006) que tienen una potencia combinada de 1.400 MW y constan de siete cables (tres para cada circuito, más uno de reserva). En cuanto a la capacidad comercial, hay 900 MW de potencia en la dirección España-Marruecos y 600 MW en la dirección Marruecos-España.

Igualmente, cabe destacar que España y Marruecos han firmado un Memorando de Entendimiento (MOU) para construir un tercer cable de interconexión eléctrica entre ambos países. El acuerdo encomienda a Red Eléctrica de España (REE) y a su homóloga marroquí, la Oficina Nacional de Electricidad y Agua Potable (ONEE), el estudio y análisis del proyecto.

El tercer cable presenta varios aspectos destacables:

1. El enlace sería similar a los dos actualmente en servicio, de 400 kV en corriente alterna y cada uno con una capacidad técnica de 700 MW.
2. Requerirá una inversión que se prevé que ascienda a 150 millones, de los cuales España tendrá que asumir 75 millones.
3. Esta interconexión podría producir unos ingresos adicionales para el sistema eléctrico español de unos 140 millones de euros, derivados de peajes de transmisión y rentas de congestión.

4. Se consigue aumentar la capacidad de intercambio comercial a 500 MW, dado que es necesario restar unos 600 MW como margen de apoyo al sistema.

También tiene un segundo acuerdo, que es la colaboración para establecer una alianza estratégica en el ámbito energético, cuyos objetivos se centrarán en la integración de las redes y los mercados energéticos, el desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética. La consecución de estos objetivos contribuirá a la transformación del panorama eléctrico, necesaria para la transición energética.

Esta interconexión podría generar ingresos adicionales para el sistema eléctrico español de aproximadamente 140 millones de euros, derivados de peajes de transmisión y rentas de congestión, gracias a la implementación de un sistema de subastas para la gestión de la capacidad de intercambio, como el que existe actualmente con Francia y Portugal.

Durante la reposición del sistema tras el 28A, la interconexión España-Marruecos aportó 519 MW de potencia desde la red marroquí, lo que evidenció el papel crítico de las interconexiones internacionales en situaciones de emergencia.

2.1.3.2.3. INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

La interconexión de España con Portugal es de integración total, puesto que no es solo con cables, también es de mercado. Desde 2007, España y Portugal operan bajo el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Este es el mercado conjunto donde se compra y vende energía eléctrica en España y Portugal, diseñado para unificar sus sistemas eléctricos en un entorno de libre competencia.

El hecho de operar bajo el MIBEL implica que la compra y venta de electricidad es en la misma bolsa; asimismo, tienen el mismo precio, excepto cuando líneas de interconexión están saturadas.

Actualmente, el sistema está interconectado con Europa por múltiples líneas de 400 y 220 kV. En diferentes zonas geográficas:

- Interconexión Galicia-Minho por el norte
- Interconexión Castilla y León / Extremadura – Centro de Portugal
- Interconexión de Andalucía-Algarve/Alentejo por el sur.

España y Portugal están muy bien conectadas entre sí y son casi como un sistema eléctrico altamente integrado. Sin embargo, ambos están mal conectados con el resto de Europa por Francia, como se ha mencionado previamente.

El futuro de la interconexión España-Portugal depende también de que Francia abra más sus puertas, para que la energía renovable ibérica pueda venderse en el centro de Europa.

2.3. PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE OPERACIÓN

Los parámetros de red son vitales para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Es esencial tener bajo control un conjunto de variables físicas, debido a que son las que establecen la calidad, seguridad y estabilidad del suministro.

En este apartado se analizan los tres parámetros fundamentales que rigen la operación de la red eléctrica: la frecuencia, la tensión y la inercia.

2.3.1. FRECUENCIA DEL SISTEMA

La frecuencia es un parámetro clave en la red. Esta es controlada y supervisada por el operador del sistema (REE), afectando a todos los usuarios, tanto los domésticos como los industriales. Su importancia es tal que un mal control de frecuencia puede derivar en efectos fatales en los equipos y en las instalaciones.

La frecuencia se puede definir como una magnitud que mide el número de cambios por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico. Además, la frecuencia es la clave del suministro eléctrico en corriente alterna: es ella la que ha permitido la electrificación global gracias a la posibilidad de transportar energía eléctrica a diferentes tensiones.

La unidad de medida de la frecuencia son los hercios y a estos se les conoce como ciclos por segundo. En el sistema eléctrico español la frecuencia es de 50 Hz; mientras que en otros países es de 60 Hz.

La elección de las frecuencias 50 y 60 Hz es arbitraria y responde a razones históricas. Los argumentos más citados a favor de una frecuencia baja son:

- Incremento lineal de la inductancia de las líneas con la frecuencia.
- Mejora del funcionamiento de motores con colectores.
- Reducción del acoplamiento magnético entre circuitos vecinos con la consiguiente disminución de interferencias electromagnéticas.

Y a favor de una frecuencia alta:

- Obtención de una iluminación más continua en algunas lámparas.
- Reducción de la sección de hierro necesaria en los circuitos magnéticos de los transformadores.

La unión de dos sistemas eléctricos con frecuencias distintas no puede realizarse directamente, y en caso de acoplarse, deben hacerlo a través de un enlace de alta tensión de corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current) que actúa como interfaz entre ambos sistemas [9].

Además, la frecuencia constante de 50 Hz permite contar los pulsos en mediciones de tiempo. No obstante, esta función es menos necesaria hoy dado que existen otros mecanismos que hacen lo mismo.

La frecuencia se ha observado que no siempre permanece constante a 50 Hz; varía ligeramente respecto a ese valor de referencia y esa variación se conoce como fluctuación.

Las fluctuaciones son inevitables y obedecen, por un lado, a la variación constante del balance entre la demanda y la generación, y por otro, a la acción de los distintos dispositivos de control de frecuencia.

Cuanto menor sea el tamaño del sistema eléctrico y más aislado se encuentre, mayor será la fluctuación. Por este motivo, en estos sistemas donde la necesidad de controlar la frecuencia es imprescindible para garantizar tanto la seguridad como la calidad del suministro eléctrico.

Las fluctuaciones afectan a los generadores, que son máquinas que tienen sus propias limitaciones mecánicas y eléctricas, y no pueden aportar más potencia o mayor velocidad de respuesta que la prevista en su diseño. Esto significa que, si el incidente es lo suficientemente grave, los generadores podrían alcanzar situaciones críticas de funcionamiento que los llevarían a desconectarse del sistema para su propia protección.

Teniendo esto en cuenta, en los sistemas eléctricos más pequeños y aislados de España (los insulares de Baleares y Canarias, y los extrapeninsulares de Ceuta y Melilla) se ha establecido un límite de frecuencia mínima asumible inferior al de la Península, es decir, que sus fluctuaciones pueden alcanzar valores mayores. Superados estos valores, se desconectarían todos los generadores del sistema, lo que conduciría inevitablemente a un cero de tensión. Lo que comúnmente se conoce como “apagón total” o cero energético (caso del 28 de abril) [10].

2.3.1.1. REGULACIONES O CONTROLES DE FRECUENCIA

Las regulaciones sirven para evitar el colapso del sistema. La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites estrictos; los límites están entre 51,51 Hz y 47,49 Hz. Mantenerla dentro de esos límites es esencial para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptable.

Los sistemas de regulación se emplean cuando los valores de frecuencia salen de ese límite estricto, puesto que estas variaciones pueden provocar mal funcionamiento de diversos equipos, tanto industriales como domésticos, provocando, por ejemplo, que varios generadores giren a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados.

Dado que la frecuencia es el indicador directo del equilibrio entre generación y demanda, su control se gestiona mediante el denominado control Frecuencia-Potencia, estructurado en tres niveles de actuación según su escala temporal:

- 1) Primario
- 2) Secundario
- 3) Terciario.

La frecuencia está ligada al equilibrio generación-demanda de carga. En régimen permanente, los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo. En este caso, el par acelerante (sin contar las pérdidas) coincide con el par electromagnético que tiende a frenar la máquina.

Así, si en un momento dado la carga aumenta (aumenta la potencia eléctrica del sistema), aumenta el par electromagnético en los generadores y provoca un freno progresivo de estos que disminuye la frecuencia. Mientras que, si la carga disminuye, se produce el efecto contrario y la frecuencia aumenta.

El balance energético es otra forma de ver esta dependencia. En régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas (descontando las pérdidas).

El balance se puede representar así:

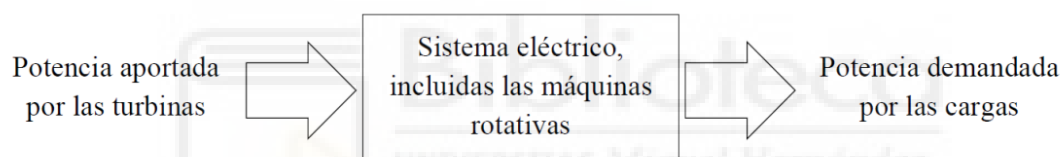


Figura 12. *Balance de energía en un sistema eléctrico.* Fuentes: Material docente. Servicios de ajuste o complementarios.

Si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, manteniendo así constante la potencia mecánica aportada por las turbinas, el incremento de demanda solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, cayendo así la frecuencia eléctrica del sistema.

Las razones generales para que exista un control de frecuencia son las siguientes:

- **La continua variación de la carga:** Se debe al comportamiento aleatorio de las cargas del sistema, o a la continua inserción o desconexión de estas. Lo que provoca desbalances constantes entre la generación de electricidad y su consumo, trayendo como resultado desviaciones a la frecuencia. Las desviaciones en la frecuencia a su vez influyen en el consumo de ciertas cargas, provocando un efecto en cadena que tiende a estar en consonancia con el comportamiento de la frecuencia; a este efecto

se le ha denominado amortiguamiento de la frecuencia o autorregulación. Este efecto sirve de contrapeso natural para contrarrestar las variaciones de frecuencia, reduciendo o aumentando la potencia consumida en las cargas.

- **Eventos imprevistos:** Fallas de la red de transporte y distribución. También por la salida de un generador, haciendo que no se cumpla el equilibrio oferta-demanda. Estos eventos son serios y, por ende, requieren controles y protección.
- **Reducción o salida de generación:** La baja frecuencia reduce la capacidad de generación debido a que baja su velocidad, surgiendo a raíz de esto sobrecalentamientos por ventilación reducida y pérdida de presión en compresores y sistemas de enfriamiento. Lo más vulnerable son las turbinas y lo menos las hidroeléctricas.
- **Limitación por tecnologías de generación:** Las turbinas son más vulnerables a los cambios de frecuencia. La frecuencia en la que fallan depende del tamaño y diseño, pero si operan en plena carga, hay un límite máximo por encima del cual se producen fallas; por esto, la vida útil de operación de carga máxima se representa en función de la frecuencia.

Con todo esto, conviene destacar que el control de frecuencia debe conseguir que:

- 1) Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- 2) Se mantenga la frecuencia de referencia del sistema.
- 3) Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- 4) Se mantenga la suficiente energía de reserva.

2.3.1.1.1. CONTROL/REGULACIÓN PRIMARIA

La regulación primaria es el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar automáticamente la potencia generada. Es la regulación más rápida y constituye un servicio obligatorio y sin remuneración adicional.

Busca modificar automáticamente la generación en forma rápida, absorbiendo los desbalances de potencia provocados por las perturbaciones del sistema. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje.

Esta regulación tiene las siguientes características [12]:

- 1) Debe ser una acción de control rápida tendiente a equilibrar los apartamientos de generación respecto del despacho previsto, producidos principalmente por los requerimientos variables de la demanda.
- 2) Al ser local, cada unidad dispone de un regulador de velocidad, que controla la velocidad de rotación en el eje del generador y actúa sobre las válvulas de admisión de vapor a la turbina en las centrales térmicas turbo vapor, en válvula de admisión de combustible en las térmicas turbo gas y en los distribuidores (controlan el caudal y dirección del flujo de agua) en las centrales hidráulicas. Es un control de característica proporcional. Luego de su actuación queda una desviación de frecuencia que asegura la distribución de la variación de carga entre las distintas unidades.
- 3) La actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia es rápida, utiliza reserva rotante de segundos para restablecer el balance de potencia; su acción se debe completar en menos de 30 segundos.
- 4) Las unidades deben ser capaces de tomar y liberar carga rápidamente.
- 5) La unidad, por estar sometida a solicitudes continuas de mayor y menor generación, debe satisfacer requerimientos técnicos exigentes y disponer de una habilitación especial.

- 6) Las unidades deben tener disponibilidad de reserva rotante para modificar rápidamente su generación. Margen de reserva rotante para RPF: 5% en las térmicas, 10% en las hidráulicas, por la velocidad de actuación.

James Watt, un ingeniero escocés, estableció los principios básicos y fundamentales para este control frecuencia-potencia.

Desarrolló un regulador centrífugo destinado a la máquina de vapor; este permitía controlar automáticamente la entrada de vapor en la máquina con el propósito de responder a los cambios de variaciones de potencia demandada (Marshall 2001).

Esta nueva versión del dispositivo está instalada en casi todas las turbinas de las centrales eléctricas actuales.

La regulación primaria posee ciertas limitaciones; aunque permite recuperar el balance potencia generada y demandada, no logra resolver la frecuencia que queda desviada respecto a la referencia. Tampoco logra solucionar el reparto del incremento de carga entre los generadores; este queda determinado por sus estatismos, por lo que no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas. Para corregir estos errores se usa la regulación secundaria.

2.3.1.1.2. CONTROL/REGULACIÓN SECUNDARIA

La regulación secundaria actúa en el ámbito de área de control, atiende a la frecuencia y al intercambio de potencia con áreas vecinas. Es coordinada por el operador del sistema, REE, a quien le permite tener una reserva de capacidad muy flexible con la que resuelve desequilibrios de generación y demanda. Opera en un rango de tiempo de 30 segundos a 15 minutos hasta que pueda ser reemplazada por la regulación terciaria.

Esta regulación se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante.

Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación [12].

La regulación secundaria puede ser manual o automática, abarcando más áreas, pero actualmente es casi exclusivamente automática.

El objetivo de esta regulación, que es ejecutada por AGC (Control Automático de la Generación), es corregir los defectos de la primaria mencionados anteriormente.

Esta regulación consigue devolver la frecuencia a la referencia y mantiene los flujos de potencia programados. Devolviendo las máquinas a los valores asignados por el despacho económico.

En sistemas interconectados con dos o más áreas, la regulación secundaria también debe mantener las potencias de intercambio programadas en cada área de generación.

Esta regulación también tiene características propias [12]:

- 1) Para anular la desviación de frecuencia se utiliza un controlador de característica proporcional integral (PI).
- 2) Con base en un despacho económico, se distribuye la variación de carga entre las unidades que participan en la RSF.
- 3) Permite que las unidades que regulan primario vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para participar en la regulación primaria.
- 4) La acción de control sobre los variadores de carga de los generadores es originada en un Centro de Control (telemando) partiendo de mediciones de frecuencia en la red y de mediciones de flujo de potencia activa por las interconexiones (telemediciones).
- 5) Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo con la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.
- 6) Controla la componente lenta de la frecuencia.
- 7) Su acción se establece en tiempos del orden de varios minutos para acciones manuales y de un minuto o dos para acciones automáticas; estas últimas se denominan Control Automático de Generación (Automatic Generation Control-AGC).

Comenzó a usarse en los años 60 del pasado siglo debido a las nuevas interconexiones de las redes de transmisión. El objetivo fue aumentar tanto la seguridad como la eficiencia de explotación del sistema.

REE guarda una banda de reserva de regulación secundaria de MW de potencia, debido a que busca la potencia necesaria para garantizar el suministro en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real; convoca el mercado correspondiente después del diario y el de restricciones.

En esta regulación, las empresas ofrecen sus ofertas de capacidad disponible; así, el operador del sistema asigna la banda requerida usando el criterio de mínimo coste. Todas las centrales que ganan la subasta cobran el mismo precio, este precio definido por la oferta más costosa usada para cubrir toda la demanda del sistema.

El servicio de regulación secundaria es gestionado por ‘zonas de regulación’, es decir, agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento automático del programa de control de la generación del operador del sistema, con exigencias de respuesta con constante de tiempo de 100 segundos [12].

En el sistema eléctrico actual hay diez zonas de regulación en el sistema eléctrico español donde se agrupan las centrales de generación por los productores. No obstante, no todas participan en la regulación; participan aquellas que sí cumplen con los requisitos de los Procedimientos de Operación (PO) del operador del sistema.

La regulación secundaria no solo remunera la banda de potencia, también la energía utilizada, valorada al precio de sustitución de la energía terciaria.

2.3.1.1.3. CONTROL/REGULACIÓN TERCIARIA

La regulación terciaria entra en servicio aproximadamente a los 15 minutos; es un ajuste manual que actúa tanto sobre generadores acoplados como sobre generadores no acoplados al sistema, haciendo difícil que las unidades térmicas no conectadas puedan participar.

Su objetivo es que, si se da uso de la banda secundaria para una contingencia, haya una banda de reserva.

Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, busca un reparto de cargas optimizado para tener las reservas de energía necesarias. Es un servicio de carácter obligatorio para aquellas unidades de producción que puedan proporcionarlo. Estas son las que pueden variar su producción en menos de 15 minutos y mantenerla durante al menos dos horas.

Los principales suministradores son los generadores con margen de regulación factible.

Las comercializadoras y los grandes consumidores son también potenciales suministradores de estos servicios siempre que dispongan de las comunicaciones oportunas con el operador del sistema y puedan controlar el comportamiento de su demanda dentro de los tiempos de respuesta pedidos en cada servicio [12].

Una vez explicados los tres métodos, se representan en la figura siguiente:

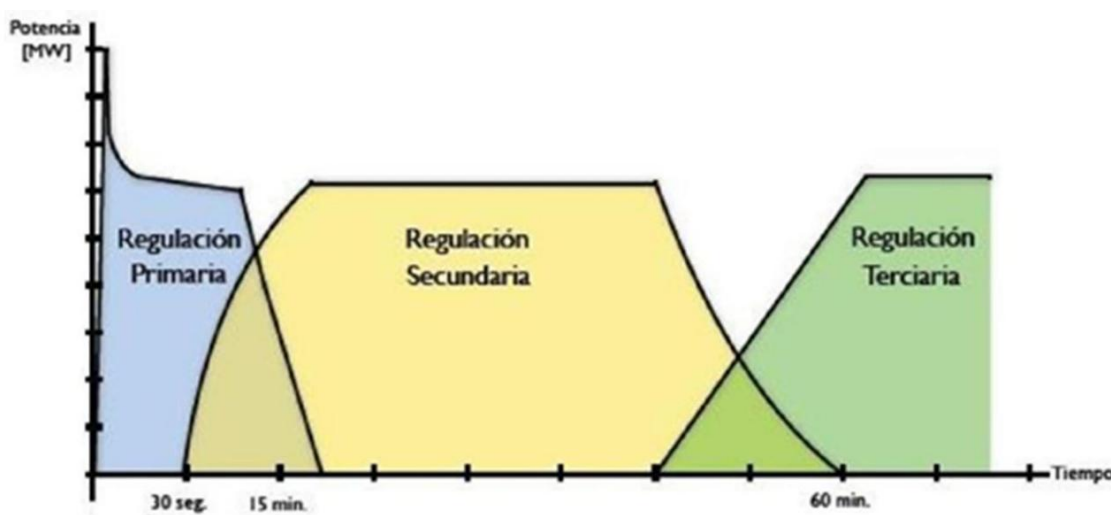


Figura 13. *Gráfico de regulación de frecuencia por bandas temporales: regulación primaria (30 s), secundaria (15 min) y terciaria (60 min).* Fuente: Material docente. Servicios de ajuste o complementarios.

2.3.1.2. RANGOS DE FRECUENCIA

La frecuencia del sistema refleja en todo momento el equilibrio entre generación y demanda. Cuando la demanda supera a la generación, los generadores síncronos pierden velocidad y la frecuencia cae por debajo de 50 Hz. Mientras que cuando la generación excede a la demanda, la frecuencia sube.

Según la magnitud de esa desviación, el sistema se clasifica en distintos estados:

- **Rango normal (49,9 Hz - 50,1 Hz):** Corresponde a la zona segura; son corregidos automáticamente por la regulación primaria y secundaria. En este rango, el sistema es estable.
- **Estado de alerta (49,8 Hz - 49,9 Hz):** En este rango, las reservas de regulación secundaria o se están agotando o no son lo suficientemente rápidas. Por lo que el operador del sistema (REE) mantiene una vigilancia reforzada porque el margen de seguridad se ha reducido drásticamente.
- **Estado de emergencia (< 49,8 Hz):** En este rango, la situación es crítica. Debe actuar la regulación terciaria o incluso algunas medidas excepcionales. El sistema corre riesgo de inestabilidad y se pueden llegar a desacoplar zonas.
- **Umbral de deslastre (49 Hz):** Corresponde a un punto de no retorno. En este punto, se activan las protecciones automáticas del deslastre de cargas. Además, el sistema debe desconectar zonas de consumo, es decir, desconectar parte del país para salvar el resto del sistema (a ese fenómeno se le conoce como blackout).

2.3.2. Tensión de la red

La tensión en la red no es como la frecuencia. Se ha visto que la frecuencia es una variable global, es decir, idéntica en todo el sistema síncrono, no obstante, la tensión es una variable local que depende del equilibrio de potencia reactiva en cada nudo de la red.

2.3.2.1. Rangos

En la red española de transporte, la tensión nominal con la que se opera es de 400 kV. La normativa de operación establece bandas de fluctuación permitidas para garantizar el aislamiento de equipos y la estabilidad. Igualmente, la normativa española y europea establece que la tensión en la red de transporte debe mantenerse dentro de un rango de $\pm 7\%$ de la tensión nominal en condiciones normales de operación.

En España, el límite superior operativo se sitúa en 435 kV. Mientras que en Portugal su red es más restrictiva y es de 420 kV.

Que tanto España como Portugal tengan diferentes límites de tensión tiene consecuencias en el día a día:

- España, si necesitara aumentar la tensión en Extremadura o Castilla y León para transportar una elevada cantidad de energía, no puede hacerlo. Necesita mantenerla baja para no sobrepasar el límite de la red de Portugal.
- Las diferentes tensiones máximas provocan un flujo masivo de MVar (mega voltamperios reactivos) desde España a Portugal. El problema con este flujo se da porque ocupa capacidad en la línea, ocupando capacidad de transporte debido al flujo de potencia reactiva, dejando paso a menos potencia activa.
- Tiene consecuencias económicas dado que los operadores de sistema, tanto el de España como el de Portugal, tienen que limitar la cantidad de energía que pueden exportar o importar.
- Puede llegar a saturar las protecciones de Portugal, puesto que siempre tienen sus bobinas conectadas, además de los generadores que absorben potencia reactiva. Lo cual puede limitar su margen de maniobra.

La diferencia en los límites operativos entre España y Portugal responde principalmente a las tolerancias de diseño y normativas técnicas de sus respectivos operadores de sistema.

Por un lado, en España, el nivel nominal es de 400 kV, pero la infraestructura está dimensionada para soportar un límite operativo superior de 435 kV para dotar al sistema de mayor flexibilidad y capacidad de transporte de potencia ante fluctuaciones de la demanda o picos de generación renovable.

Por el contrario, la red de Portugal es más pequeña y posee una configuración que prioriza márgenes de seguridad más estrechos para proteger sus equipos y transformadores, estableciendo su techo en 420 kV.

Esta ligera asimetría requiere que en las interconexiones internacionales se realicen ajustes de tensión constantes para asegurar que el flujo de energía entre ambos países sea estable y no dañe los componentes de ninguna de las dos redes.

2.3.2.2. CONTROL TENSIÓN-POTENCIA REACTIVA

La regulación de voltaje es un requisito tanto para el régimen de operación normal como para periodos en donde la tensión presenta variaciones rápidas. Para la regulación de tensión se usan como soporte los generadores, los equipos de compensación y otros elementos eléctricos de potencia.

El control de tensión puede ser de dos tipos:

- **Acción sistemática:** El generador suministra potencia reactiva dependiendo de su capacidad frente a lo que el sistema de potencia requiera.
- **Acción localizada:** El generador suministra una parte de la potencia reactiva que se necesite para la carga y el resto se obtiene de bancos de condensadores cercanos a esta.

A Thomas Edison se le presentó el problema de control de tensión cuando la alimentación de Nueva York se hacía en corriente continua; el problema surgía cuando la demanda aumentaba. Al aumentar la demanda, la electricidad perdía ‘fuerza’ al viajar por los cables, por lo que las bombillas alumbraban menos de lo que debían. Siendo este el primer problema histórico de caída de tensión.

Para solucionarlo, Thomas Edison inventó el ‘compundaje’, el cual mantenía la tensión de fin de línea constante para cualquier variación de carga.

En el caso de corriente alterna, el controlador es el llamado control tensión-reactiva, pues la variación de excitación del alternador acoplado a red tiene doble consecuencia:

- a) Modifica la tensión en bornes del alternador.
- b) Da lugar a una generación y/o absorción de reactiva.

Para poder operar un sistema de potencia en forma eficiente y confiable, el control de tensión y potencia reactiva debe cumplir con los siguientes objetivos, los cuales deberán tenerse en cuenta en los estudios que se realicen [12]:

- 1) Las tensiones en los nudos deben permanecer dentro de unos límites aceptables.
- 2) Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de estos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o dañarlos.
- 3) Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema.
- 4) Un reparto de tensiones inadecuado origina flujos de potencia reactiva que a su vez provocan pérdidas en las líneas por efecto Joule.

En una red eléctrica, las tensiones dependen en gran medida del flujo de potencia reactiva de la red. En dos nudos del sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre valores eficaces de sus tensiones está fuertemente relacionada con el flujo de reactiva entre ellos.

Además, en los sistemas eléctricos de potencia, suele cumplirse el principio de desacoplamiento, según el cual existe una fuerte dependencia entre el flujo de potencia activa y el desfase angular de las tensiones, por un lado, y entre el flujo de potencia reactiva y los módulos de tensión (o caídas de tensión), por otro.

El desacoplamiento simplifica radicalmente la gestión de la red al permitir que la frecuencia y la tensión se controlen de forma independiente. Por un lado, la potencia activa se utiliza para estabilizar la frecuencia a nivel global, mientras que la potencia reactiva se gestiona para regular los niveles de voltaje de forma local.

Esta separación permite a los operadores disponer de algoritmos de cálculo ultrarrápidos que les permiten predecir fallos y que las perturbaciones en el flujo de energía no generen oscilaciones incontrolables de voltaje, garantizando la estabilidad técnica y económica del sistema eléctrico.

Este desacoplamiento es más pronunciado si [12]:

- Las líneas son muy inductivas, situación habitual en las redes eléctricas; en general, cuanto mayor es la tensión de transporte, más inductivas son las líneas eléctricas.
- Las líneas no están excesivamente cargadas.

En general, se pueden realizar varias afirmaciones: por un lado, la potencia reactiva circula desde los puntos de mayor tensión a los puntos de menor tensión (expresando ambas tensiones en por unidad); asimismo, para aumentar la tensión en un nudo hay que inyectar en él potencia reactiva y para disminuir su tensión hay que extraer la potencia reactiva.

A lo largo de un día, las cargas del sistema eléctrico varían; con ellas, la demanda de reactiva. De este modo, se requieren operaciones de forma continua para corregir las desviaciones de tensión.

Además, y en la medida de lo posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido, el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia, y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema [12].

2.3.2.2.1. ELEMENTOS QUE PRODUCEN O CONSUMEN POTENCIA REACTIVA

Los elementos de un sistema eléctrico que producen o consumen reactiva en un sistema eléctrico son los siguientes:

- 1) **Generadores síncronos:** Generan o consumen reactiva dependiendo de su excitación. Su capacidad es definida por el margen de funcionamiento de las máquinas; la corriente máxima circula por el devanado y la mínima por el inducido. Estos suelen llevar reguladores equipados con automáticos que controlan de forma continua la tensión en el punto de conexión.

- 2) **Líneas aéreas:** Pueden absorber o generar potencia reactiva en función de su carga. Cuando están cargadas, absorben potencia reactiva y, cuando están descargadas, la generan.
- 3) **Cables subterráneos:** Debido a su elevada capacidad distribuida, generan potencia reactiva.
- 4) **Transformadores:** Siempre consumen potencia reactiva. Si están descargados, lo hacen por la reactancia de magnetización, pero si están cargados, lo hacen por la reactancia en serie.
- 5) **Cargas:** Normalmente absorben potencia reactiva, si bien depende de la naturaleza de la carga (las lámparas incandescentes y los sistemas de calefacción son resistivos, mientras los motores de inducción y las lámparas fluorescentes son inductivos). Las compañías eléctricas penalizan económicamente las cargas inductivas, por lo que los clientes industriales suelen compensar su consumo de potencia reactiva mediante la instalación de baterías de condensadores.
- 6) **Dispositivos compensadores:** Generan o consumen potencia eléctrica para contribuir al control de tensión.

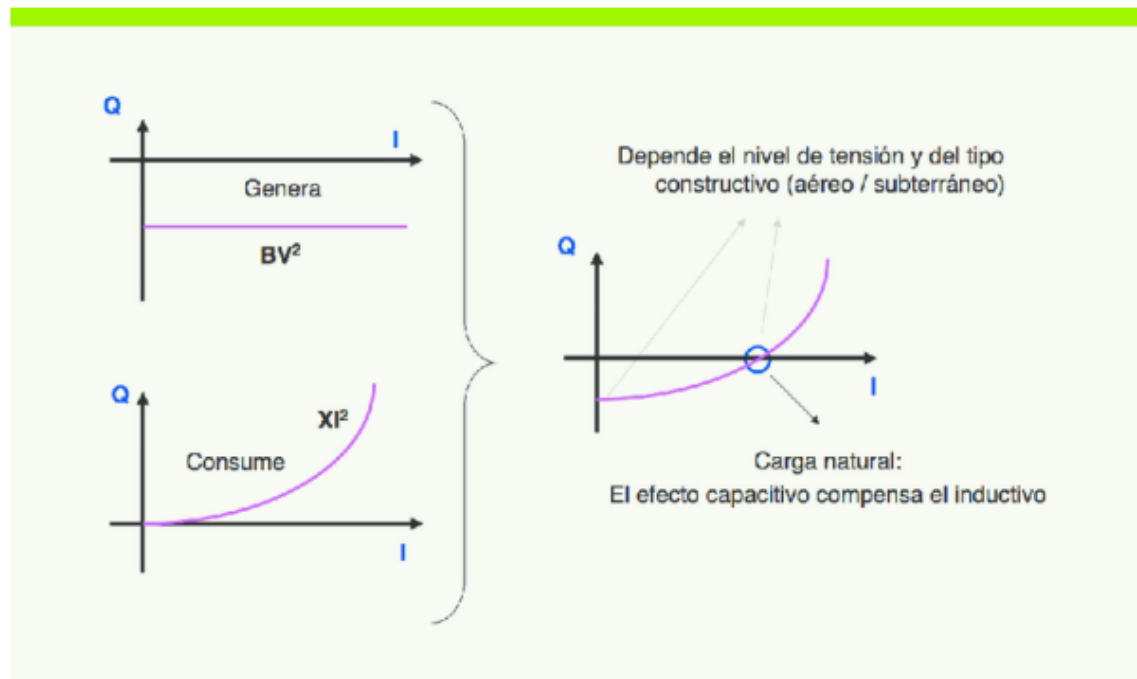


Figura 14. *Reactiva generada y absorbida por las líneas eléctricas.* Fuente: Material docente. Servicios de ajuste o complementarios.

2.3.2.2.2. DISPOSITIVOS

Los principales dispositivos que se utilizan para controlar la tensión en el sistema son [12]:

- a) Fuentes y sumideros de potencia reactiva: condensadores y reactancias en paralelo, compensadores síncronos y compensadores estáticos (SVCs).
- b) Transformadores reguladores.
- c) Generadores síncronos.
- d) Compensadores permanentemente conectados en líneas, habitualmente en líneas largas.

El 28 de abril, el cero energético se produjo por un colapso de sobretensión de la red debido a una pérdida de la generación, es decir, la tensión aumentó incontrolablemente al desconectarse la generación que absorbía reactiva.

2.3.3. INERCIA DEL SISTEMA

En términos físicos, la inercia es una propiedad que tienen los objetos de mantenerse en movimiento (energía cinética) cuando la fuerza equivale a 0. Este movimiento puede mantenerse por un tiempo determinado sin que se ejerza fuerza.

En un sistema eléctrico, la inercia se define como la energía cinética almacenada en las masas rotativas de los generadores síncronos conectados a la red. Esta capacidad de retener la energía es bastante útil en los sistemas eléctricos. Esto resulta fundamental ante posibles variaciones de frecuencia y tensión. La inercia proporcionaría la electricidad suficiente para poder reajustar el equilibrio.

La inercia se dice que funciona como un amortiguador electromecánico. Esto se debe a que, cuando se presenta un desequilibrio entre generación y demanda, es decir, un cambio en la frecuencia, la energía almacenada sale directamente a la red, oponiéndose al cambio de frecuencia, evitando que esta caiga abruptamente.

La inercia es la primera barrera física del sistema y es de importancia crítica debido a que actúa antes incluso de la regulación primaria. Puede afirmarse que, ante un cambio de frecuencia, la energía almacenada gracias a la inercia debe durar el tiempo necesario para que la regulación primaria pueda intervenir.

Por eso, Red Eléctrica realiza proyectos para estudiar la viabilidad y el uso de sistemas que empleen la inercia para almacenar por un tiempo limitado la energía eléctrica, con el fin de mantener la seguridad del suministro y aumentar la estabilidad del sistema.

2.3.3.1. CONSTANTE DE INERCIA (H)

La constante de inercia (H) representa la cantidad de energía cinética almacenada en el rotor por cada MVA de potencia nominal del generador. Se mide en segundos porque indica cuánto tiempo puede el generador entregar su potencia nominal usando únicamente su energía cinética antes de detenerse [15].

2.3.3.1.1. VALORES TÍPICOS

La constante de inercia (H) suele tener estos valores:

Tecnología	H (segundos)
Hidroeléctrico con rotor pesado	4 – 6 s
Ciclo combinado (GT + ST)	3 – 4 s
Motor diésel / combustión interna	0.5 – 1.5 s
Planta a carbón con turbina de vapor	4 – 6 s
Generador eólico tipo DFIG	0.5 – 1.0 s (efectiva)
Inversores modernos	~0 s (salvo uso de inercia sintética)

Figura 15. *Valores típicos de la constante de inercia (H)*. Fuente: Edy Jimenez Toribio. Los guardianes invisibles del sistema eléctrico: inercia y par electromagnético en la era de la transición energética.

En los aerogeneradores modernos conectados mediante inversores, la masa giratoria de las palas está desacoplada eléctricamente de la red, por lo que el valor efectivo de H es prácticamente nulo, salvo que se programe explícitamente inercia sintética en el control del inversor.

2.3.3.1.2. CÁLCULO

Hay varios cálculos referentes para calcular la constante de inercia.

La constante de inercia H no es un parámetro que pueda medirse directamente en campo de forma sencilla, sino que se obtiene a partir de las características físicas y eléctricas de cada máquina. Su cálculo es clave tanto para el diseño de los sistemas de protección y control de un generador individual como para evaluar la robustez del sistema eléctrico en su conjunto frente a perturbaciones de frecuencia. En este apartado se presentan las expresiones matemáticas que permiten calcular H para una máquina individual, extender ese cálculo al sistema eléctrico completo y, finalmente, relacionar la inercia del sistema con su comportamiento dinámico ante desequilibrios entre generación y demanda a través de la ecuación de oscilación.

Para calcular la constante de inercia de una máquina individual se usa la siguiente expresión [14]:

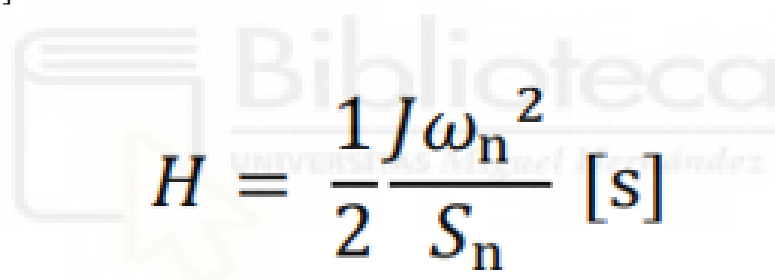

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_n^2}{S_n} \text{ [s]}$$

Figura 16. *Fórmula de la constante H de inercia: H .* Fuente: ENTSO-E. Future system inertia.

Donde:

- J = momento de inercia del generador y turbina ω_n = velocidad angular nominal
- S_n = potencia aparente nominal
- ω_n = Velocidad angular nominal

La constante de inercia se expresa en segundos y puede interpretarse como el tiempo durante el cual la energía almacenada en las partes giratorias de un turbogenerador es capaz de suministrar una carga igual a la potencia aparente nominal del sistema [14].

A veces, el momento de inercia (J) de un turbogenerador se expresa en unidades gravimétricas GD^2 . Las unidades gravimétricas pueden convertirse a julios utilizando (Nissei Corporation, 2009):

$$J = \frac{GD^2}{4}$$

Figura 17. *Fórmula del momento de inercia*. Fuente: ENTSO-E. Future system inertia

Donde GD^2 es el momento de inercia [kg/m^2].

Las constantes de inercia individuales de cada turbogenerador, combinadas con sus potencias aparentes nominales, permiten calcular la inercia total del sistema eléctrico:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{ni} H_i}{S_{n,sys}}$$

Figura 18. *Fórmula de la inercia equivalente del sistema*. Fuente: ENTSO-E. Future system inertia.

Donde:

$$S_{n,sys} = \sum_{i=1}^N S_{ni}, S_{ni}$$

Figura 19. *Fórmula de la potencia nominal del sistema*. Fuente: ENTSO-E. Future system inertia.

Los motores conectados síncronamente al sistema eléctrico también contribuyen a la inercia del sistema y pueden tenerse en cuenta de forma similar a los generadores.

En lugar de expresar la inercia de un sistema de potencia en segundos, a menudo es más conveniente calcular la energía cinética almacenada en las masas rotatorias del sistema en megavatios-segundo (MWs). Entonces, la ecuación anterior puede escribirse como [14]:

$$E_{k,sys} = S_{n,sys}H_{sys} = \sum_{i=1}^N S_{ni}H_i \text{ [MWs]}$$

Figura 20. *Fórmula de la energía cinética del sistema.* Fuente: ENTSO-E. Future system inertia.

Por último, el comportamiento dinámico de un generador síncrono–turbina individual i puede describirse utilizando la ecuación de movimiento de una masa en rotación (la ecuación de oscilación o *swing equation*) [14]:

$$H_i \frac{df_i}{dt} = \frac{f_n^2}{2S_{ni}f_i} (P_{mi} - P_{ei})$$

Figura 21. *Ecuación de oscilación de la máquina síncrona.* Fuente: ENTSO-E. Future system inertia.

Donde:

- **Hi:** Representa la energía cinética almacenada en las masas rotatorias del generador i .
- **df_i / dt :** Es la tasa de cambio de la frecuencia respecto al tiempo. Se conoce comúnmente como **RoCoF** (*Rate of Change of Frequency*). Si este valor es positivo, el generador acelera; si es negativo, desacelera.
- **fi:** Es la frecuencia del generador.
- **fn:** Frecuencia nominal.
- **Pmi:** Potencia mecánica de la turbina del generador.
- **Sni:** Es la capacidad nominal del generador o del sistema i , expresada en voltioamperios.
- **Pei:** Es la potencia de entrada suministrada por la turbina al generador.

La ecuación de oscilación muestra que un desequilibrio entre la potencia mecánica y eléctrica de un generador de turbina da como resultado una derivada de la frecuencia. La tasa de cambio de la frecuencia está determinada por el desequilibrio y la inercia del generador de turbina [14].

2.3.3.2. TECNOLOGÍAS DE ACOPLAMIENTO DE RED

Las tecnologías que están acopladas a la red influyen en la inercia producida; esto conlleva que afecten a la estabilidad; por ello es necesario saber cuáles son estas tecnologías y su impacto en la red.

2.3.3.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si bien la generación de energía eléctrica es primordial para el desarrollo de la sociedad, también es vital saber el modo de generarla. Existen varias formas de producir electricidad, pero dos de las más relevantes son la generación síncrona y la asíncrona.

Es de interés primordial entenderla y comprender las diferencias entre ellas para optimizar la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad de la red eléctrica española.

Hay dos tipos de generación:

Por un lado, está la generación síncrona, que consiste en la producción de electricidad usando generadores síncronos; estos están diseñados para girar a una velocidad muy exacta y siempre en sincronía con la frecuencia de la red eléctrica. «Síncrona» viene de “sincronizado”, que quiere decir que todo va al mismo ritmo. En este caso, el generador gira exactamente al ritmo de la electricidad de la red (como un reloj que va al mismo tiempo que otro) [17].

Este tipo de generación se resume en el uso de alternadores (generadores síncronos). Son dispositivos capaces de convertir la energía mecánica en eléctrica mediante la inducción magnética. El rotor es su principal característica, puesto que este es el que debe girar a la misma velocidad que el campo magnético del estator, asegurando así la sincronización con la frecuencia de la red (50 Hz).

Los motores síncronos tienen las siguientes características [17]:

- **Velocidad constante:** El rotor gira a una velocidad fija, determinada por la frecuencia de la red y el número de polos del generador.
- **Control de tensión y frecuencia:** Permiten un control preciso de la tensión y frecuencia de salida, lo que los hace ideales para aplicaciones que requieren estabilidad.
- **Capacidad de operar en isla:** Pueden funcionar independientemente de la red eléctrica, suministrando energía a sistemas aislados.

Aplicaciones comunes: Centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares. También sigue el siguiente funcionamiento [17]:

- 1) Un generador síncrono tiene una parte que gira (el rotor) y otra que no se mueve (el estator).
- 2) El rotor tiene imanes o electroimanes.
- 3) Al girar, estos imanes hacen que en el estator se genere electricidad.
- 4) Pero tiene que girar a una velocidad exacta, sincronizada con la red (por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz, según el país).

La generación asíncrona emplea generadores de inducción, en los que el rotor no gira sincronizado con el campo magnético del estátor, sino a una velocidad ligeramente diferente. A diferencia de los síncronos, el rotor no gira a una velocidad igual que el campo magnético del estator.

Para comprenderlo, es necesario conocer dos partes importantes del generador [17]:

- **Estator:** Es la parte que está fija y crea un campo magnético que gira (como un remolino invisible).
- **Rotor:** Es la parte que sí gira físicamente, como el pedal de una bicicleta.

Mientras que, en el generador síncrono, el rotor gira a la velocidad del campo magnético del estator, en el generador asíncrono el rotor gira un poco más lento.

Al girar más lento, crea una diferencia de velocidad llamada deslizamiento, que es precisamente lo esencial para producir energía eléctrica. En vista de que, si girara a la misma velocidad, no habría movimiento relativo entre el campo magnético y el rotor y no se generaría corriente.

El motor asíncrono también tiene las siguientes características [17]:

- **Simplicidad:** Tienen una construcción más sencilla y requieren menos mantenimiento.
- **Dependencia de la red:** Necesitan estar conectados a una red eléctrica existente para funcionar correctamente, debido a que no pueden generar energía de forma autónoma.
- **Aplicaciones comunes:** Parques eólicos y sistemas donde las condiciones de operación son variables.

Estos generadores son más simples y baratos; asimismo, necesitan menos mantenimiento y son muy buenos cuando la velocidad de giro no es siempre constante, como el viento.

Es de importancia crucial comprender la diferencia comparativa entre las dos generaciones. Estas diferencias se muestran en esta tabla:

Característica	Generación síncrona	Generación asíncrona
Velocidad del rotor	Igual al campo magnético del estator.	Diferente al campo magnético del estator.
Control de frecuencia	Preciso y estable.	Menos preciso, depende de la red.
Capacidad de operar en isla	Si	No

Mantenimiento	Es mayor por su complejidad.	Es menor por su menor complejidad.
Aplicaciones comunes	Centrales hidroeléctricas, térmicas, nucleares.	Parques eólicos, sistemas con condiciones variables.

La elección entre generación síncrona y asíncrona depende de diversos factores, como la estabilidad de la red, el tipo de aplicación y las condiciones operativas. La generación síncrona es crucial para mantener la estabilidad y calidad de la energía en la red, mientras que la asíncrona es ideal para aprovechar fuentes de energía renovables, como el viento [17].

En relación con la inercia, en los generadores síncronos, la velocidad del rotor está acoplada a la frecuencia de la red a través de un campo magnético, por lo que está en sincronía con la red. Esto se traduce en que, cuando hay un cambio en la frecuencia, el rotor libera su energía cinética en forma de energía eléctrica, garantizando con ello estabilizar la red.

Por otra parte, los generadores asíncronos, al no estar en sincronismo con la red, no aportan inercia natural al sistema para frenar los cambios de frecuencia.

2.3.3.2.2. INVERSORES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Debido a la transición de la red hacia las energías renovables, las energías renovables han adquirido un protagonismo notable en la red y estas fuentes funcionan a través de inversores de electrónica de potencia.

Estos equipos han dejado de ser meros conversores de corriente continua a corriente alterna para convertirse en la interfaz inteligente y fundamental entre los recursos energéticos distribuidos y la red eléctrica convencional.

Como cada vez hay más penetración de energías basadas en inversores, se está produciendo un desplazamiento de los generadores síncronos tradicionales, por lo que se está reduciendo la inercia mecánica del sistema.

La forma en que los inversores interactúan con la red es un factor determinante para la estabilidad. Existen dos paradigmas de control radicalmente distintos:

- 1) **El grid-following:** Sigue la referencia de frecuencia y tensión que impone la red.
- 2) **El grid-forming:** Capaz de establecer esa referencia por sí mismo.

La diferencia entre ambos tiene implicaciones directas sobre la capacidad del sistema para resistir perturbaciones.

Por un lado, a los inversores grid-following se les conoce como seguidores de la red. Esto se debe a que operan siguiendo las condiciones de la red eléctrica existente. Este necesita que haya una señal de voltaje y frecuencia establecida por otros equipos.

Un inversor grid-following solo inyecta corriente siguiendo la fase de la red; si la red está débil o desaparece, debido a que pierde su referencia.

Al tener una dependencia total de la red, si esta cae por un apagón o fluctuación severa, el inversor se desconecta por seguridad, por lo que Grid-Following tiene las siguientes limitaciones:

- No puede operar sin una red existente.
- Rendimiento limitado en redes débiles.
- Sin capacidad de black start.
- No apto para sistemas en isla.

Los inversores grid-forming, también conocidos como formadores de la red, adoptan un enfoque opuesto. Estos inversores, en lugar de seguir la referencia de la red, la generan ellos mismos. Por ende, son capaces de establecer y mantener de forma autónoma la frecuencia y la tensión, actuando como fuente de referencia para el resto de los dispositivos conectados.

Un inversor grid-forming puede comportarse, hasta cierto punto, como un generador síncrono virtual, es decir, puede crear y sostener una onda sinusoidal estable, aportando inercia sintética y control activo de frecuencia y voltaje [18].

Estos inversores, al actuar como formadores, tienen ciertos beneficios importantes para la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico:

- **Aportan inercia y estabilidad en redes renovables:** Estos generadores pueden generar inercias sintéticas de fuentes que carecen de inercia natural. Adquiriendo así amortiguar las caídas de frecuencia ante desequilibrios entre la generación y la demanda.
- **Soporte en redes débiles o aisladas:** Pueden mantener la tensión y la frecuencia sin necesidad de generación convencional, haciendo que la red local sea mucho más robusta y autónoma.
- **Respuesta rápida y flexibilidad:** Como controlan activamente la potencia, tensión y frecuencia, son capaces de reaccionar rápido a desequilibrios entre generación y demanda o a perturbaciones. Proporcionando así flexibilidad operativa.
- **Amortiguación de oscilaciones y calidad de suministro:** Al comportarse como una fuente “firme” de voltaje, los inversores formadores ayudan a amortiguar oscilaciones de tensión o potencia en la red, tal como lo hacen los grandes generadores síncronos. Esto mejora la calidad de suministro y reduce el riesgo de inestabilidad oscilatoria en escenarios con muchos inversores interactuando [18].

2.3.3.3. DESAFÍO DE LA INERCIA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Las centrales que proporcionan inercia a la red son aquellas que tienen masas giratorias (rotores) y se encuentran girando a la velocidad marcada por la frecuencia de la red (50 Hz). Por lo que no todas las centrales que participan en la generación aportan inercia a la red. Las que aportan inercia son aquellas que están conectadas a través de electrónica de potencia (inversores); estas no tienen una masa girando solidaria a la red.

Las centrales que sí aportan inercia natural a la red son las siguientes:

- a) **Nuclear:** Se las considera las líderes de inercia en España gracias a sus turbinas de vapor gigantescas.

- b) Ciclo combinado:** Estas, aunque no tanto como la nuclear, aportan mucha inercia a la red gracias a sus dos fuentes de rotación: la turbina de gas y la de vapor.
- c) Termosolar:** Las centrales termosolares, al funcionar, calientan un fluido para así mover una turbina de vapor funcionando, así como una central térmica.
- d) Carbón:** A pesar de que actualmente en España hay pocas o ninguna operativa, en el contexto histórico aportaba mucha inercia.
- e) Cogeneración:** También proporcionan turbinas de gas o vapor convencionales.
- f) Centrales hidráulicas:** Fuente renovable que usa generadores síncronos donde el agua es movida por una turbina unida a un gran rotor.
- g) Biomasa:** Usan ciclos de vapor o motores de gas que aportan inercia según el tamaño.

Las tecnologías que no contribuyen a la inercia del sistema son:

- a) Solar fotovoltaica:** Prácticamente, la inercia que aportan es 0. Los paneles generan corriente continua y los inversores la pasan a alterna.
- b) Eólica:** Aunque veas las palas girar, los aerogeneradores están desacoplados de la frecuencia de la red para optimizar el viento. Por tanto, no aportan inercia.
- c) Almacenamiento en baterías (BESS):** Química pura que es conectada por inversores.

Sin embargo, estas centrales que no aportan inercia podrían hacerlo si disponen de algoritmos de control de inercia sintética o grid-forming.

El problema actual es debido a la transición hacia renovables impulsadas por la agenda 2030, está haciendo que gran parte de la generación sea de energía solar fotovoltaica y eólica. Sin embargo, actualmente, no aportan inercia a la red.

Esto plantea desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico [15]:

- Mayor velocidad de caída de frecuencia ante fallas.

- Menor margen de respuesta para evitar apagones
- Necesidad de nuevas tecnologías como inversores tipo “grid-forming”.

Igualmente, en los sistemas de alta penetración de energía, la cual no produce inercia, la inercia física se reduce de un modo preocupante, provocando que la estabilidad disminuya, haciendo que el sistema eléctrico se vuelva más frágil.

Esta situación se ha convertido en un problema de tal importancia que varios mercados han comenzado a compensar económicamente su provisión. Esto se debe a que la inercia se convierte en un recurso escaso, provocando que empiece a tener precio.

Ejemplos de lo antes expuesto [15]:

- **Australia (NEM):** Introdujo un servicio de “Fast Frequency Response” y paga por inercia mínima operativa, utilizando unidades sincrónicas o soluciones de red.
- **Chile:** La CNE y el Coordinador Eléctrico han evaluado mecanismos de compensación por servicios complementarios, incluyendo la inercia y el control de frecuencia.
- **Reino Unido (National Grid ESO):** Lanzó el programa Stability Pathfinders para contratar servicios de inercia a través de condensadores síncronos y baterías.
- **Irlanda (EirGrid) y Nueva Zelanda (Transpower):** También incorporan exigencias mínimas de inercia operativa.

2.3.3.4. INERCIA SINTÉTICA

Como se ha definido la inercia de un sistema eléctrico como la capacidad de oponerse a los cambios de frecuencia gracias a la energía cinética que almacena en las masas de rotación. Además, las fuentes de energía conectada a inversores (solar fotovoltaica y eólica) no proporcionan inercia natural al sistema.

Para estos generadores asíncronos existe un controlador que emula la respuesta inercial de un generador conectado síncronamente; este controlador puede conectarse a un generador conectado asíncronamente, produciendo así una respuesta inercial. Esta respuesta se puede llamar inercial sintética, emulada, artificial o virtual.

Mediante este tipo de controlador puede ser posible, por ejemplo, extraer energía cinética de las palas y del rotor de un aerogenerador no conectado.

Esto puede lograrse midiendo la tasa de cambio de la frecuencia del sistema y aplicando un par eléctrico adecuado al rotor del aerogenerador. Esto reduce la velocidad del rotor, lo que a su vez libera energía cinética de las palas y del rotor de manera similar a un generador síncrono [14].

2.3.3.5. MÍNIMO DE INERCIA SEGÚN ENTSO-E

ENTSO-E es la asociación europea de operadores de sistemas eléctricos. Esta establece los requisitos mínimos para que una red sea estable. A través de sus estudios y análisis, ENTSO-E impulsa importantes debates sobre diversos problemas de estabilidad del sistema eléctrico, con el objetivo de interactuar con las partes interesadas y establecer una comprensión común de los desafíos y las soluciones para la seguridad y estabilidad de la generación eléctrica futura. Como parte de este compromiso, se desarrolló un proyecto para evaluar y elaborar sobre la resiliencia del sistema eléctrico continental europeo (CE) interconectado para resistir divisiones del sistema* bajo escenarios futuros, dada la amenaza de una reducción de la inercia total del sistema y el aumento de las transferencias de energía a través de las fronteras del sistema eléctrico [16].

La descarbonización del sistema eléctrico implica la sustitución progresiva de centrales térmicas convencionales por generación renovable. ENTSO-E advierte que esta transición no solo exige adaptarse a nuevos patrones de generación y demanda, sino también reforzar la resiliencia de la red ante un entorno operativo con menor inercia y mayor variabilidad.

Actualmente, en la red se está reduciendo la inercia natural por el menor número de masas giratorias conectadas a los generadores síncronos de la red. Esto expone al sistema eléctrico al riesgo de no poder soportar eventos fuera del rango habitual, como divisiones del sistema que antes eran manejables.

El debate sobre el nivel de resiliencia objetivo en caso de una división del sistema, la capacidad de sobrevivir a la separación y evitar un posible apagón, se centra en recuperar la resiliencia perdida del sistema necesaria para apoyar la transición hacia un sistema descarbonizado. Las decisiones clave deben basarse en el nivel de resiliencia objetivo y en

la aceptación de los riesgos relacionados con una pérdida temporal o permanente de resiliencia en comparación con el pasado [16].

En el pasado, la inercia era proporcionada de forma intrínseca por las grandes masas giratorias de los generadores síncronos conectados y no había problemas por falta de inercia, puesto que esta era fácilmente disponible y gratuita.

Sin embargo, actualmente, añadir inercia al sistema es primordial, mediante compensadores síncronos o recursos basados en inversores con capacidad de formación de red y almacenamiento para llegar al nivel de resiliencia objetivo.

El Proyecto Inertia – Fase II tiene como objetivo estudiar y determinar las necesidades de inercia para permitir la integración de energías renovables sin comprometer la resiliencia del sistema.

Alcanzar el nivel de resiliencia objetivo no debe limitar los servicios del mercado eléctrico ni la integración de las renovables mediante restricciones o redespachos. Dichas opciones para recuperar la resiliencia del sistema quedan excluidas.

También tiene como objetivo definir un nivel mínimo de inercia, respaldado por medidas fundamentales, para contrarrestar la disminución de la resiliencia del sistema y facilitar su recuperación. Alcanzar este objetivo mínimo de resiliencia depende de la cantidad y la asignación/distribución regional de inercia adicional en CE SA [16].

ENTSO-E propone establecer una evaluación de los niveles de inercia anuales en los países de Europa Central (CE). Esta evaluación no afectaría a los activos de defensa del sistema ya existentes ni a la evolución general de los niveles de resiliencia, y proporcionaría información sobre la necesidad de planes adicionales. Tras la evaluación, cada país nacional deberá medir la inercia mínima en su propia área de control, garantizando el uso eficiente de los planes de defensa del sistema en caso de separaciones del sistema.

Se requieren hojas de ruta viables y consensuadas, con decisiones políticas y regulatorias claras y con la participación de las partes interesadas. Deben definirse objetivos de resiliencia para el corto/medio y largo plazo. ENTSO-E propone [16]:

- Tan pronto como sea posible, cualquier dispositivo técnicamente capaz de proporcionar inercia, como PPMs, STATCOMs y SCs, se encuentre conectado para

reforzar el sistema/voltaje que vaya a conectarse al sistema de transmisión de CE SA, deberá estar, en la práctica, equipado para proporcionar inercia.

- En cuanto a los futuros requisitos de conexión que se aplicarán mediante la revisión de los códigos de conexión a la red, los documentos de implementación específicos deben ayudar a los TSOs a definir especificaciones adecuadas para requisitos no exhaustivos para las necesidades identificadas, que deberán ser específicos para cada SA. Esto también garantiza condiciones equitativas en toda Europa.
- En paralelo, siempre deben perseguirse la optimización y el desarrollo de medidas de respuesta mejoradas y medidas preventivas.
- Para 2035, debe alcanzarse en CE SA una constante mínima de inercia de $2 \text{ s} \cdot \text{MW/MVA}$ durante el 50 % del año. En las primeras etapas, parte de los objetivos puede asegurarse en gran medida con activos del TSO tecnológicamente disponibles.
- Como objetivo a largo plazo posterior, sujeto a revisión basada en la experiencia adquirida, la eficiencia de la formación de red, el progreso de las medidas fundamentales y la evolución de los activos “RoCoF withstand capability”, todos los países deberán garantizar una constante mínima de inercia de $2 \text{ s} \cdot \text{MW/MVA}$ durante el 90 % del año. El resultado total de la resiliencia de energía cinética de la integración a largo plazo seguirá estando por debajo de los niveles totales de energía cinética disponibles en CE en el pasado.

Las necesidades a largo plazo deben evaluarse cada 2 años, para poder garantizar una evaluación enfocada de las inercias que conduzca a planes de mitigación. También es necesario supervisar y verificar el cumplimiento de las necesidades mínimas de inercia entre todos los países de forma comparable. Se debe medir la inercia para mantener la constante de inercia mínima equivalente. Además, cabe señalar que en España el 28 de abril en la zona sur y centro tenía inercia de solo 1,3 segundos (35% por debajo del mínimo).

2.3.3.6. VOLANTES DE INERCIA

Un volante de inercia es un dispositivo mecánico diseñado para almacenar y liberar energía, asegurando así el funcionamiento continuo y sin interrupciones de las máquinas. Esto se logra almacenando energía potencial, que se convierte en energía cinética, específicamente en forma de energía rotacional a medida que la rueda gira.

En aplicaciones prácticas, como en los motores de automóviles, los volantes de inercia ayudan a mantener el impulso del motor incluso cuando este no recibe combustible. La eficiencia de un volante de inercia se ve potenciada por su gran momento de inercia, lo que le permite resistir cambios bruscos de velocidad y estabilizar la producción de energía, algo especialmente útil en sistemas que dependen de fuentes de energía intermitentes como la solar y la eólica.

2.3.3.6.1. CÁLCULO DE ENERGÍA ALMACENADA

Un volante de inercia es un sistema de almacenamiento de energía cinética. Esta almacena energía en una masa giratoria. Dependiendo de la inercia y la velocidad de la masa giratoria, una cantidad dada de energía cinética se almacena como energía de rotación. Igualmente, aumentar la velocidad de rotación de un volante es el factor más importante para aumentar la energía almacenada; doblar la velocidad de un volante cuadruplica la cantidad de energía almacenada, que además es función del momento de inercia [20]:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Figura 22. *Fórmula de energía cinética*. Fuente: Díez Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

Donde:

- **E:** Energía expresada en julios [J].
- **J:** Momento de inercia, expresado en kilogramos por metro cuadrado [kg · m²].
- **ω:** Velocidad angular, expresada en radianes por segundo [rad/s].

El momento de inercia, a su vez, viene determinado por la forma, el eje de rotación principal y la masa del volante de inercia, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$J = \int x^2 dm$$

Figura 23. Fórmula de energía cinética. Fuente: Díez Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

Siendo:

- **x:** Distancia desde el eje de rotación de la masa diferencial dm , expresada en metros [m].
- **dm:** Diferencial de masa, expresada en kilogramos [kg].

Si se tiene un volante con diseño cilíndrico y de borde fino, toda la masa se concentraría en el exterior, dando lugar a esta nueva ecuación:

$$J = mr^2$$

Figura 24. *Fórmula de energía cinética*. Fuente: Díez Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

Donde:

- **m:** Masa del sistema. Medida en kilogramos (kg).
- **r:** Radio del cilindro del volante de inercia, expresado en metros (m). Finalmente, la energía almacenada quedaría de la siguiente forma:

$$E = \frac{1}{2} mr^2 \omega^2$$

Figura 25. *Fórmula de energía cinética del volante*. Fuente: Díez Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

2.3.3.6.2. GEOMETRÍA Y MATERIALES

La velocidad de giro máxima de un volante está limitada por las tensiones mecánicas que se producen en su interior; se puede expresar de la siguiente manera:

$$\sigma_{max} = \rho r^2 \omega^2$$

Figura 26. *Fórmula de la tensión máxima en un volante.* Fuente: Díez Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

Donde:

- **ρ** : Densidad del material del volante de inercia, medida en kilogramos por metro cúbico [kg/m³].
- **r** : Radio del cilindro del volante de inercia, expresado en metros [m].
- **ω** : Velocidad angular, expresada en radianes por segundo [rad/s].
- **σ_{max}** : Límite elástico del material expresado en Newton por metro cuadrado [N/m²].

La energía máxima que un volante de inercia pueda almacenar estará influida por este límite, haciendo que la expresión de esta tenga la siguiente forma:

$$E = K \frac{\sigma_{max}}{\rho}$$

Figura 27. *Fórmula de energía máxima almacenable en un volante.* Fuente: Olleros. Tecnología de los volantes de inercia.

Siendo:

- **K** : Factor de forma del volante.
- **ρ** : Densidad del material del volante de inercia, medida en kilogramos por metro cúbico [kg/m³].

El factor de forma (K) es una constante que es considerada como una medida de la eficiencia geométrica del volante. Esta determina la velocidad límite del dispositivo. Su valor depende del diseño del volante, como se puede ver en la siguiente tabla:

Geometría del volante de inercia	Factor de forma, K
Disco	1
Disco modificado	0.93
Disco cónico	0,806
Disco plano no perforado	0.606
Cilindro delgado	0,5
Barra conformada	0,5
Barra simple	0,333
Barra plana perforada	0,305

Para una misma velocidad angular, un volante de inercia con materiales de alta densidad almacena más energía que uno con menos densidad. Sin embargo, los de menor densidad desarrollan velocidades angulares más bajas, permitiendo una mayor velocidad angular.

El diseño del compensador síncrono exige equilibrar la relación entre velocidad, masa y diámetro para maximizar la energía cinética almacenada sin superar los límites mecánicos que el sistema puede soportar. Esos condicionantes determinan la selección de materiales:

Material	Densidad [kg/m ³]	Fuerza de tracción [Mpa]	Energía específica [Wh/kg]
Acero (AISI 4340)	7700	1520	50
Aleación (AlMnMg)	2700	1800	64
Titanio (TiAl6Zr5)	4500	1200	74
S-Cristal	1920	1400	210
Carbón T-1000	1520	1950	780

Se puede apreciar que los materiales compuestos permitirán una mayor velocidad; por este motivo, la energía específica de estos dispositivos será mayor a la de los otros casos.

Los volantes de inercia pueden clasificarse según el material empleado para su formación. Pueden ser de material compuesto avanzado, principalmente fibra de carbono y rodamientos magnéticos, evitando pérdidas excesivas, o los que están hechos de metales como acero o aleaciones y rodamientos convencionales [20].

Esto da lugar a una clasificación basada en las revoluciones por minuto. Aunque ambas clasificaciones están relacionadas, ya que los diseñados con materiales avanzados permitirán velocidades mayores y los de materiales metálicos velocidades menores.

Existen dos tipos [20]:

- **Volantes de inercia rápidos:** Giran a velocidades altas y sus momentos de inercia son bajos. Se utilizan especialmente en aplicaciones donde se requiere un tamaño reducido y una alta densidad energética, como pueden ser vehículos. Proporcionan hasta 750 kW durante periodos de una hora.

- **Volantes de inercia lentos:** Giran a velocidades bajas y tienen momentos de inercia altos. Empleados en aplicaciones con sistemas de gran tamaño y periodos de almacenamiento superior. Siendo mucho más baratos que los anteriores. Proporcionan mayor energía, alrededor de 1.000-1.500 kW, pero durante periodos menores, hasta 2 minutos.

Las características de cada uno se pueden ver en la siguiente tabla:

	LFESS	HFESS
Rango de velocidad	< 6000 rpm	6000 - 50.000 rpm
Material de diseño	Metales	Materiales compuestos
Tipo m. eléctrica	Asíncrona, de imanes permanentes y de reluctancia	De imanes permanentes y de reluctancia
Integración entre máquina y volante	Integración nula o parcial	Integración parcial o total
Atmósfera de confinamiento	Vacío parcial	Vacío total
Peso carcasa / peso volante	Hasta dos veces	Alrededor de la mitad
Tipo de rodamientos	Mecánicos o mixtos	Magnéticos
Aplicaciones principales	Estacionarias	Móviles
Tipo de máquina eléctrica	Asíncrona, de imanes permanentes y de reluctancia	De imanes permanentes y de reluctancia

2.4. EQUILIBRIO GENERACIÓN-DEMANDA

Previamente, se ha mencionado que en el sistema eléctrico español es indispensable que en todo momento haya un equilibrio entre la generación y la demanda y la importancia de ese equilibrio. En este apartado se va a desarrollar cómo se logra el equilibrio.

Para recordar por qué el equilibrio es esencial:

- **Si la generación supera la demanda:** Se podría entender como que sobra energía, provocando que los generadores se aceleren y la frecuencia suba por encima de 50 Hz.
- **Si la demanda supera la generación:** Se podría entender como que falta energía, haciendo que los generadores se frenen y la frecuencia disminuya de 50 Hz.

El objetivo de Red Eléctrica es satisfacer la demanda de electricidad las 24 h del día los 365 días del año. Para ello es imprescindible la coordinación entre:

- Todas las centrales que participan en la actividad de generación.
- Los transportistas, es decir, los que llevan la red de transporte en alta tensión, las subestaciones que bajan esa tensión.
- Los distribuidores son los que llevan la electricidad al destino donde es demandada a cada momento.

Para entender cómo se logra, hay que ver a Red Eléctrica como un gran equipo. Como todo buen equipo, antes de realizar una acción necesita un plan previo. La planificación de red eléctrica es la siguiente:

- **La previsión del consumo eléctrico futuro:** Prever el consumo es vital para calcular las necesidades de generación a largo plazo. Sin embargo, siempre luego toca hacer modificaciones, puesto que no se puede prever al 100%.
- **La determinación de la potencia de generación que instalar:** Esto se traduce en las necesidades de producción de una sociedad. Añadiendo que cada día la sociedad es más dependiente de la electricidad.

- **La planificación de la red de transporte:** Consiste en planificar cómo se llevará desde que se genera hasta los consumidores.

El punto que más interesa es la previsión del consumo eléctrico futuro.

En el sistema eléctrico español diariamente consumen electricidad 47 millones de habitantes, además de industrias, empresas grandes, medianas, pequeñas y minúsculas, comercios e infraestructuras. Al ser tan grandes los consumidores diarios, resulta imposible predecir la demanda exacta.

La demanda de la electricidad no se puede conocer hasta que se consume realmente. Sin embargo, el operador del sistema siempre intenta predecir qué habrá en el sistema eléctrico a largo, medio, corto plazo y en tiempo real, en ese orden.

Gracias a esa previsión de consumo se podrá estudiar qué potencia de generación hace falta para cubrirla, qué redes de transporte o distribución son necesarias y qué medidas de operación hay que tomar para que los clientes reciban la energía eléctrica con la máxima seguridad y calidad, y al menor coste posible.

El operador del sistema posee aplicaciones informáticas basadas en algoritmos matemáticos que le permiten predecir la demanda en diferentes periodos de tiempo. Son aplicaciones alimentadas con datos históricos de demanda real, previsiones de evolución en la economía, previsión de temperatura y nubosidad, e incluso datos sobre horarios laborales en todo el país, debido a que no es la misma demanda un día laborable que un día festivo.

Una vez calculada la previsión, la representa en unos gráficos especiales y a estos gráficos se les llama curva de demanda. Esta se encuentra disponible en la página web de Red Eléctrica de España (www.ree.es); se pueden apreciar las curvas de la demanda del sistema eléctrico peninsular, de Baleares y de Canarias en tiempo real y cualquier día anterior.

2.4.1. CURVA GENERACIÓN-DEMANDA

La curva de carga es la representación gráfica de cómo varía la demanda o carga eléctrica en el transcurso del tiempo en un intervalo diario, semanal, mensual o anual.

En el eje de abscisas se representa el tiempo y en las ordenadas la potencia eléctrica demandada. También cabe destacar que, como esta depende tanto de su previsión como de la energía consumida realmente, su forma dependerá del tipo de carga (residencial, comercial o industrial), del día de la semana, de la estación y de los factores climáticos.



Figura 28. *Curva de demanda real del sistema eléctrico español del 02/05/2025.* Fuente: REE. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica.

- **Demanda real (curva amarilla):** Refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica.
- **Demanda prevista (curva verde):** Se elabora con los valores de consumo en periodos precedentes similares. Luego se corrige con factores que influyen en el consumo, como la laboralidad, la climatología y la actividad económica.
- **Demanda programada (línea escalona roja):** Corresponde a la producción programada para los grupos de generación que hayan casado en los mercados diario e intradiario, así como en los mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria. En el sistema eléctrico español hay zonas que no tienen mercado, como en Canarias e

Islas Baleares, donde el programa se configura a través de un despacho técnico-económico.

- **Emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica:** Para conocer el factor de emisión de cada sistema, se expresa en t CO₂ eq/MWh; también sirve para conocer el detalle de emisiones por hora y tecnología. Para el cálculo de los factores de emisiones de cada tecnología y sistema, se utilizan distintas fuentes en función de la mejor disponibilidad de información.

2.4.1.1. CURVA MONÓTONA DE CARGA

Junto a las curvas, se representa la información en detalle, las distintas tecnologías de producción necesarias para cubrir tanto la demanda en tiempo real como la cantidad de energía destinada a la exportación y a los consumos de bombeo.

Para programar la generación eléctrica a largo plazo, se usa la curva de demanda anual, que es transformada en una curva de carga monótona. Esta se obtiene sumando en cada nivel de potencia demandada el número de horas en que dicha potencia se ha igualado o superado a lo largo del año.

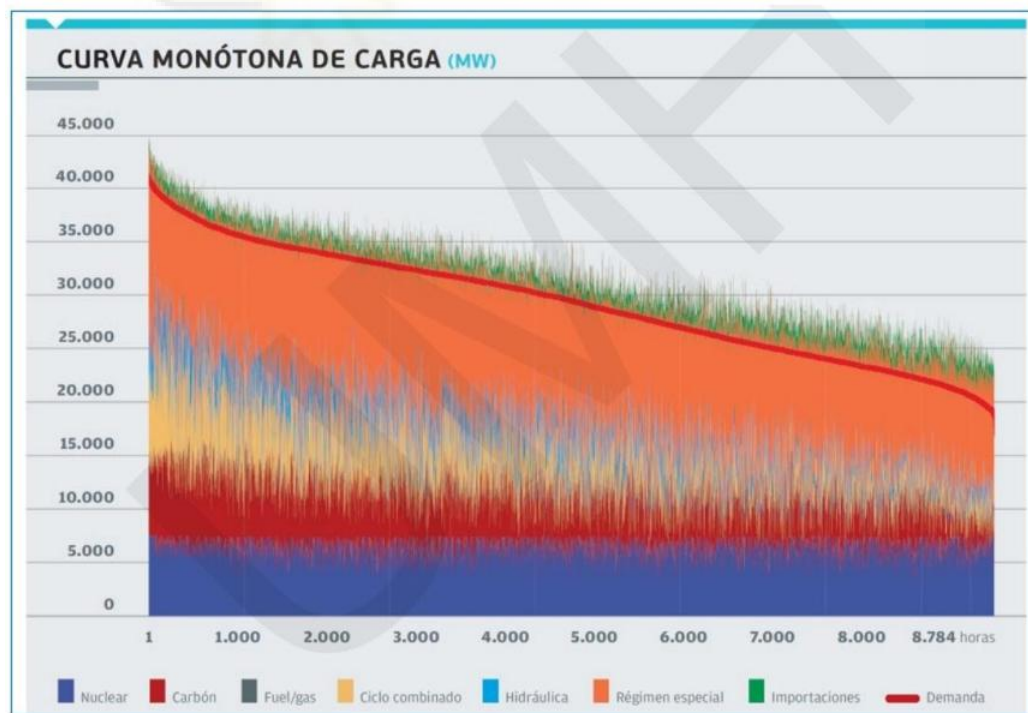


Figura 29. *Curva monótona de carga*. Fuentes: Material docente. Consideraciones económicas en la producción de energía eléctrica.

Esta curva determina los parámetros que definen los aspectos fundamentales de la demanda para el tiempo considerado.

Además, la curva monótona de carga muestra las diferentes tecnologías de generación que participan en la cobertura de la demanda. También se muestran los picos de demanda y cómo solo se producen unas pocas horas al año. Cada valor de la curva indica el tiempo en horas para el cual la demanda eléctrica es mayor que la potencia correspondiente a su valor en las ordenadas. Hay tres tipos de centrales que participan en esta curva:

- 1) **Centrales de carga base:** Son consideradas la columna vertebral del sistema. Tienen un solo trabajo y es suministrar la energía mínima que el país necesita de forma ininterrumpida. Se caracterizan por un coste de operación bajo y lentas en desconectar y poner en marcha; de ahí viene la necesidad de que suministren potencia constantemente.
- 2) **Centrales de seguimiento:** Entran en acción cuando la demanda empieza a subir; estas son más flexibles que las centrales base debido a que pueden subir y bajar la producción en cuestión de horas.
- 3) **Centrales de carga punta:** Son consideradas centrales de rescate; solo se activan en los picos o puntas de demanda. Su mayor virtud es la velocidad de arranque, ya que pueden ponerse a plena carga en minutos, con la desventaja de un gran coste de operación.

Para la programación de la producción, las diferentes tecnologías de generación son ordenadas en un orden de mérito aproximado, es decir, desde la tecnología de menor coste marginal, la nuclear, a la de mayor y las centrales de fuel/gas [32].

2.4.1.2. HORAS PUNTA Y HORAS VALLE

En la curva de demanda se ven cambios de la demanda a lo largo del día: el inicio de la jornada laboral, el cierre de los comercios a mediodía o la mayor ocupación de los hogares en las horas finales del día. La demanda mínima es en las horas nocturnas, cuando solo las necesidades de las industrias y algunos servicios básicos, como hospitales o alumbrado público, tienen un consumo significativo. Al ser la demanda más baja, la energía se puede contratar más baja durante ese periodo. Esto es conocido como las horas valle.

Las horas punta corresponden a los períodos de máxima demanda del día, condicionando las decisiones de despacho y la activación de generación de respaldo.

En invierno, el primer pico se da entre las 11 y las 12, coincidiendo con la máxima actividad empresarial y el encendido de hornos, cocinas y sistemas de calefacción en los hogares. El segundo pico de demanda se da entre las 19 y las 20, por la confluencia de la actividad comercial con el aumento de la ocupación de los hogares.

En verano, los picos se dan en las horas más calurosas; el tercer pico se da entre las 16 y las 18, como consecuencia del uso de cocinas, lavavajillas, televisores y los inevitables aparatos de aire acondicionado, si bien la punta de consumo diario se sitúa entre las 13.00 y las 14.00 h. El pico de la tarde se retrasa una hora como consecuencia del horario de verano. Durante esas horas punta es más costoso producir energía porque es necesario que funcionen las centrales de producción más caras.

2.4.2. PROGRAMACIÓN

Hoy en día, el mercado eléctrico se define como el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes de mercado. En el mercado hay distintas sesiones de los mercados diario e intradiario, mercado a plazos y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema [9].

En España está el MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad). Este se compone de lo siguiente:



Figura 30. Diagrama del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL): operadores del sistema (REE y REN) y operadores del mercado (OMIE y OMIP). Fuente: Material docente. Sistema eléctrico y mercado.

- **OMI:** Operador de mercado ibérico.
- **OMIE:** Asume la gestión del sistema de compra y venta de energía eléctrica en el mercado SPOT (diario) de energía eléctrica en el ámbito MIBEL.
- **OMIP:** OMI-POLO portugués, asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado a plazo de energía eléctrica en el ámbito de MIBEL.

- **REE:** Es el operador del sistema; corresponde a una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del sistema eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte. El gestor tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación entre la generación, el transporte y la distribución, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia [9].
- **REN:** Equivalente portugués de REE. En el mercado, los sujetos que pueden intervenir en el suministro de energía eléctrica son los relacionados a continuación:
- **Productores de energía eléctrica:** Tiene la función de generar la energía eléctrica, pero además construyen, operan y mantienen las instalaciones de producción.
- **Comercializadores:** Sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios; estas acceden a las redes de transporte o distribución adquiriendo o vendiendo energía a otros sujetos del sistema eléctrico aplicando los términos de la normativa.
- **Comercializadores de referencia:** Tienen la función que la normativa establezca, entre otras, la venta a consumidores finales a precio voluntario al pequeño consumidor.
- **Consumidores directos en mercado:** Son aquellos que adquieren energía eléctrica directamente en el mercado.
- **Titulares de instalaciones de almacenamiento:** Personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se establece el uso final de electricidad después de generarla. También se puede dar el caso de que realicen una conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía eléctrica.
- **Representantes:** Son agentes que actúan por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el

representante actúa en nombre del representado. En los casos de representación indirecta, los efectos del negocio jurídico realizado por el representante se imputan directamente a este, sin perjuicio de la relación interna que le ligue con su representado [9].

2.4.2.1. MERCADO DIARIO

El mercado diario corresponde al mecanismo principal de programación de la generación de electricidad en España y es dirigido por OMIE.

Este mercado consiste en una subasta mayoritaria que se celebra todos los días a las 12:00 h, en donde se fija el precio y el volumen de energía de cada una de las 24 horas del día siguiente. Los generadores presentan sus ofertas de venta ordenadas de menor a mayor coste marginal, y se van aceptando hasta cubrir la demanda total prevista, determinando así el precio de mercado para todas las unidades despachadas. Los límites de precio en la zona MIBEL oscilan entre -500 y +4.000 €/MWh.

El resultado del mercado diario representa la solución económicamente óptima, pero debe superar una validación técnica por parte de REE antes de convertirse en programa definitivo. Si los flujos de potencia resultantes no son físicamente viables en la red de transporte, por insuficiente reserva de regulación, sobrecarga de líneas o riesgo para la seguridad del suministro, REE aplica restricciones técnicas que ajustan el despacho. Este proceso pone de manifiesto una tensión estructural del sistema: el mercado optimiza el coste, pero la red impone los límites físicos, y con la alta penetración de renovables esa tensión se agudiza, puesto que la generación solar y eólica introduce incertidumbre que el mercado del día anterior no puede anticipar con precisión.

2.4.2.2. RESTRICCIONES TÉCNICAS

El resultado del mercado diario representa la solución económica óptima, pero debe superar una validación técnica por parte de REE antes de convertirse en programa definitivo. Si los flujos de potencia resultantes comprometen la seguridad de la red, REE aplica restricciones técnicas que ajustan el despacho, primando la seguridad del suministro sobre la eficiencia económica.

En este proceso se consigue asegurar que los resultados obtenidos previamente por el mercado sean técnicamente factibles por la red de transporte.

Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia de la situación del sistema eléctrico que afecte a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro en los correspondientes parámetros de operación. En esta se incluye todo lo relacionado con el incumplimiento de las condiciones de seguridad en la red de distribuciones comunicadas al operador del sistema por el gestor de la correspondiente red de distribución.

En particular, pueden identificarse restricciones debidas a [39]:

Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

- a) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- b) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- c) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la red de transporte.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

2.4.2.3. MERCADO INTRADIARIO

El mercado intradiario complementa al mercado diario, permitiendo a los agentes ajustar sus programas de generación y consumo conforme se acerca el momento real de operación.

Su estructura se basa en tres sesiones de subastas y un mercado continuo transfronterizo europeo, que se celebran a lo largo del día una vez que REE ha validado técnicamente el programa del mercado diario. Los límites de precio son significativamente más amplios que en el mercado diario, entre -9.999 y +9.999 €/MWh, lo que refleja la mayor urgencia y volatilidad de los ajustes en tiempo real.

Su función es especialmente crítica en un sistema con alta penetración renovable, debido a que permite corregir las desviaciones entre la generación solar y eólica prevista el día anterior y la que finalmente se produce.

Sin este mecanismo de ajuste continuo, los desequilibrios entre generación y demanda se acumularían sin posibilidad de corrección hasta que actuaran las regulaciones primaria y secundaria. En el 28A, la velocidad e intensidad del desequilibrio superaron con creces los tiempos de respuesta de cualquier sesión intradiaria, lo que evidencia los límites de un sistema de programación diseñado para perturbaciones graduales, no para colapsos instantáneos.

2.4.2.3.1. MERCADO INTRADIARIO DE SUBASTAS

El mercado intradiario de subastas tiene como objetivo presentar ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado. Las subastas intradiarias, al igual que el mercado diario, siguen el modelo marginalista y el modelo de acoplamiento de mercados para las fronteras que gestiona.

El mercado intradiario de subastas se estructura con tres sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

Subastas Intradiarias Europeas	Sesión IDA 1	Sesión IDA 2	Sesión IDA 3
Apertura de la sesión	14:00	21:00	9:00
Cierre de la sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	<15:20	<22:20	<10:20
Horario de los horizontes de Programación (Periodos cuarto-horarios)	96 periodos 1-96, H01Q1-H24Q4 D+1	96 periodos 1-96, H01Q1-H24Q4 D+1	48 periodos 49-96, H13Q1-H24Q4 D

Figura 31. *Tabla de sesiones de subastas intradiarias europeas IDA 1, IDA 2 e IDA 3: horarios de apertura, cierre, casación y horizontes de programación.* Fuente: OMIE. Mercado de electricidad.

Veinte minutos antes del cierre de cada sesión, la negociación transfronteriza del mercado intradiario continuo será interrumpida para los contratos que entran en el horizonte de la subasta, permitiendo la negociación local de estos periodos hasta el cierre de recepción de ofertas de la sesión [30].

2.4.2.3.2. MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Es llamado acoplamiento único intradiario, al igual que el mercado intradiario de subastas, ofrece a los agentes del mercado la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía. Tiene dos diferencias fundamentales respecto al de subastas:

- 1) Además de acceder a la liquidez del mercado local los agentes pueden beneficiarse de la liquidez disponible en los mercados de otras áreas europeas. Debe haber una capacidad de transporte transfronteriza disponible entre zonas.
- 2) El ajuste debe realizarse al menos una hora antes del momento de entrega de la energía.

Este mercado tiene el propósito de facilitar el mercado entre las distintas zonas de Europa de manera continua y de aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente (D+1), en las zonas de precio de España y Portugal se hará a partir de la finalización de la primera subasta del día en curso (D), siempre que el operador del sistema haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad. En la siguiente tabla se muestran por día, periodo y hora los contratos en negociación [30]:

Dirección de Operación del Mercado					
NEGOCIACIÓN MERCADOS IDAs Y CONTINUO - DÍA DE 24h					
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA/IDA	PERIODOS EN NEGOCIACIÓN	
D-1	14:00	15:00	R. 17	65 (H17Q1) - 96 (H24Q4)	
			IDA1		1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	15:00	15:20	R. 18	69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)	
	15:20	16:00		69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	16:00	17:00	R. 19	73 (H19Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	17:00	18:00	R. 20	77 (H20Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	18:00	19:00	R. 21	81 (H21Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	19:00	20:00	R. 22	85 (H22Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	20:00	21:00	R. 23	89 (H23Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	21:00	22:00	R. 24	93 (H24Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
			IDA2		1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	22:00	22:20	R. 1		1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
	22:20	23:00			
D-1	23:00	0:00	R. 2	5 (H02Q1) - 96 (H24Q4)	
D	0:00	1:00	R. 3	9 (H03Q1) - 96 (H24Q4)	
D	1:00	2:00	R. 4	13 (H04Q1) - 96 (H24Q4)	
D	2:00	3:00	R. 5	17 (H05Q1) - 96 (H24Q4)	
D	3:00	4:00	R. 6	21 (H06Q1) - 96 (H24Q4)	
D	4:00	5:00	R. 7	25 (H07Q1) - 96 (H24Q4)	
D	5:00	6:00	R. 8	29 (H08Q1) - 96 (H24Q4)	
D	6:00	7:00	R. 9	33 (H09Q1) - 96 (H24Q4)	
D	7:00	8:00	R. 10	37 (H10Q1) - 96 (H24Q4)	
D	8:00	9:00	R. 11	41 (H11Q1) - 96 (H24Q4)	
D	9:00	10:00	R. 12	45 (H12Q1) - 96 (H24Q4)	
			IDA3		49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)
D	10:00	10:20	R. 13		
	10:20	11:00		49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)	
D	11:00	12:00	R. 14	53 (H14Q1) - 96 (H24Q4)	
D	12:00	13:00	R. 15	57 (H15Q1) - 96 (H24Q4)	
D	13:00	14:00	R. 16	61 (H16Q1) - 96 (H24Q4)	

Figura 32. Tabla completa de sesiones de negociación de mercados IDAs y continuo en un día de 24h: 16 rondas con horarios de D-1 a D y periodos cuarto-horarios. Fuente: OMIE. Mercado de electricidad.

2.4.2.4. MERCADO A PLAZO

El mercado a plazo agrupa el conjunto de contratos de compraventa de electricidad con plazo de entrega superiores a 24 horas, abarcando desde contratos semanales hasta anuales.

La función principal de este mercado es permitir a los generadores y comercializadores gestionar el riesgo de precio fijando condiciones de compraventa con antelación.

Existen dos grandes modalidades: los contratos bilaterales OTC (*over the counter*), negociados directamente entre las partes a través de brokers, y los mercados organizados de futuros gestionados por OMIP, EEX-ECC y BME.

Tras la crisis energética de 2021-2022 y el impacto de la guerra de Ucrania sobre el precio del gas, la Unión Europea impulsó una reforma del mercado eléctrico para fomentar la contratación a plazo como mecanismo de estabilización de precios.

Las dos herramientas principales de esta reforma son los PPA (contratos privados a largo plazo entre generador y comprador) y los CfD (contratos por diferencias con el Estado, que fijan un precio de referencia bidireccional garantizando ingresos estables al generador y protegiendo al consumidor cuando los precios suben). Ambos instrumentos son relevantes para el 28A en tanto que un mayor volumen de energía contratada a plazo reduce la dependencia del sistema respecto al precio volátil del mercado diario, contribuyendo a una planificación más estable de la generación.

2.4.2.5. DESPACHO ECONÓMICO

El despacho económico se le conoce por ser el proceso donde el operador de la red decide que centrales son las que van a generar energía y que cantidad de energía le corresponde cada una de la red en un momento indicado.

Tiene como objetivo cumplir con los requisitos de demanda de electricidad de todos los consumidores al menor costo operativo posible y siempre debe garantizar seguridad y estabilidad.

2.4.3. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y RESERVAS DEL SISTEMA

Los servicios complementarios son aquellos necesarios para conseguir mantener la calidad, seguridad, economía y firmeza del servicio energético. Son orientados al tiempo real y sobre los criterios de seguridad del sistema.

También, se les conocen por aquellas funciones realizadas por los equipos y el personal que genera, controla y transmite la electricidad, y que sirven como soporte de los servicios básicos de generación, provisión y entrega tanto de energía como de potencia. Los servicios complementarios son los siguientes (algunas ya mencionados):

- **Reserva de potencia adicional a subir (P.O.3.9):** Es de carácter potestativo. Es el más reciente del mercado puesto que funciona desde 2012. Su finalidad es de disponer una Reserva de Potencia Adicional a Subir (RPAS) y así garantizar la seguridad del sistema eléctrico. Esto implica que en el mercado se negocia una reserva de energía. Solo participan los titulares de unidades térmicas de producción de régimen ordinario y/o especial de carácter gestionable que dispongan de la pertinente habilitación. Además, las unidades de producción deben tener un programa de producción nulo en el horizonte de 24 horas de programación del día siguiente o bien un programa de venta de energía a modo de rampa descendente.
- **Regulación Potencia-Frecuencia:** Hay tres niveles.
 - 1) **Control primario:** Es de carácter obligatorio (+1% Pn) y no retribuido. Es un control automático y local donde los reguladores controlan la frecuencia en

bornes del grupo. Actúan en menos de 15 segundos y garantizan el equilibrio instantáneo entre generación y consumo.

- 2) **Control secundario:** Es de carácter potestativo. Servicio ofertado por los agentes al mercado de servicios complementarios. Corresponde a un control automático y zonal que lo proporciona la AGC. Es llevado a cabo por los despachos de operación y se inicia antes de los 30 segundos y se debe mantener 15 min.
 - 3) **Control terciario:** Es de carácter potestativo y es un servicio ofertado por los agentes al mercado de servicios complementarios. Se usa cuando se prevé que se va a agotar la potencia de la regulación secundaria. Es manual y zonal y debe estar disponible antes de los 15 min.
- **Regulación de tensión (P.O.7.4):** Mantiene los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes aceptables. El control de tensión y potencia reactiva están ligados y las empresas eléctricas están ligadas a mantener sus tensiones de suministro dentro de los límites definidos.
- 1) **Parte obligatoria:** las unidades de producción tienen que ser capaces de aportar o consumir (a requerimiento del operador del sistema) una potencia reactiva de hasta un 15% de la potencia activa neta máxima. El ancho de la banda de regulación siempre es el 30% de la potencia activa máxima mientras que la banda de control de potencia reactiva varía cuando la tensión de la red de transporte no es la nominal.
 - 2) **Parte potestativa y remunerada:** Esta parte se refiere a los precios regulados que publica la administración anualmente en el mes de septiembre. Los agentes proveedores realizan en octubre ofertas de recursos adicionales para el control de tensión y en diciembre el operador del sistema elige aquellas que son aceptadas.
 - 3) **Reposición del servicio:** De carácter potestativo y sin retribución. Consiste en re-energizar el sistema ante un cero de tensión. Esto se basa en la capacidad de los grupos generadores para arrancar sin necesidad de alimentación

exterior. Deben hacerlo en un tiempo determinado y mantenerse estable durante esta actividad.

Actualmente, con las mejoras en los controles anteriores y el aumento del grado de interconexión se ha podido reducir el número de unidades con capacidad de arranque autónomo pero su papel aún sigue siendo esencial. También cabe destacar que es el operador del sistema anualmente establece los planes de reposición con las ofertas de las diferentes unidades de producción

2.5. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO

El sistema eléctrico actual es considerado un ecosistema jurídico profundamente regulado. La electricidad es fundamental hoy en día, tanto para el desarrollo económico como al bienestar social. El funcionamiento del sistema eléctrico depende de una gran variedad de normas que buscan la seguridad técnica de las instalaciones, la sostenibilidad económica del sistema y la protección del medio ambiente.

El marco regulatorio del sistema eléctrico se articula en una estructura multiescalar que va desde los reglamentos europeos hasta la normativa técnica nacional. Su alcance no se limita al plano administrativo, sino que penetra hasta el detalle técnico de cada componente de la red, determinando cómo debe diseñarse, operarse y mantenerse para garantizar la seguridad del suministro.

En este trabajo se analizarán las piezas más relevantes. Se analizarán:

- Los códigos de red
- La ley 24/2013
- Los procedimientos de operación
- Algunos reglamentos europeos y los roles de la CNMC (regulador) y REE (operador del sistema).

Para terminar, es muy importante tener en cuenta que el marco normativo no es estático, esto implica que, tiene un proceso de evolución constante. La irrupción de las energías renovables,

el auge del autoconsumo y la necesidad de una transición energética justa han forzado la aparición de nuevos Reales Decretos que están redefiniendo las reglas del juego.

2.5.1. LEY 24/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO

Esta ley es conocida como el pilar de la regulación energética a España. Cuando entró en vigor marcó un punto de inflexión necesario para garantizar la sostenibilidad económica y financiera de un sistema que previamente a esta ley arrastraba un importante déficit de tarifa. Esta ley, a diferencia de las normas anteriores establece un principio de estabilidad que impide que los costes del sistema superen a los ingresos y consiguiendo asegurar que el suministro eléctrico sea viable para todos los consumidores de este en un largo plazo.

Uno de los objetivos primordiales de esta ley es establecer una definición clara de las actividades del sector. Esto divide las actividades en dos clases que ya se han mencionado previamente:

- **Las que operan bajo libre competencia:** La generación y comercialización de energía
- **Las que son consideradas monopolios naturales regulados:** Transporte y distribución que son regulados por el Estado debido a su carácter de red única.

La distribución de las actividades es imprescindible para que el sistema eléctrico sea transparente, eficiente y que garantice en acceso a terceros en condiciones de igualdad.

También esta ley otorga un papel central a la seguridad del suministro y a la protección del consumidor. A través de su articulado, se fijan las obligaciones de las empresas eléctricas para asegurar que la energía llegue de manera ininterrumpida y con los estándares de calidad exigidos.

También introduce figuras de protección social, como el bono social, destinado a los consumidores más vulnerables, reafirmando que la electricidad no es solo una mercancía, sino un bien esencial sobre el cual el Estado debe ejercer una supervisión constante para evitar situaciones de pobreza energética.

Por último, pero no menos importante, hay que hacer hincapié que a pesar de que la ley fue promulgada en 2013, el diseño de esta permite la integración progresiva de energías renovables y también permite la adaptación de normativas europeas. Esta ley establece mecanismos de retribución para las instalaciones de generación limpia y sienta las bases para la transición hacia un modelo energético más sostenible.

Debido a que esta ley tiene carácter transversal no solo regula el presente del sector, sino que el marco jurídico que proporciona será necesario para afrontar retos futuros como la digitalización de las redes y la descarbonización de la economía.

Tras exponer el contenido de esta ley, conviene profundizar en el contexto que motivó su aprobación.

Antes de esta ley estaba la ley 54/1997 que fue la que liberalizó el mercado. Sin embargo, dejó una puerta abierta al déficit de tarifa. Este fenómeno ocurría porque los ingresos que se obtenían a través de los recibos de la luz de los ciudadanos no alcanzaban para cubrir los costes reales de producir, transportar y distribuir esa energía.

Este problema era tanto político como económico. Durante varios años los gobiernos se resistieron a subir el precio de la luz lo necesario para cubrir los costes reales del sistema para evitar el desgaste electoral. Esta decisión provocó una deuda masiva con las compañías eléctricas que el Estado reconocía, pero no pagaba en el acto y generó una deuda que llegó a superar los 26.000 millones de euros. El sistema estaba al borde del colapso porque esa deuda ponía en riesgo la solvencia del país y la estabilidad de las empresas del sector.

Al problema anterior hay que añadir que el marco normativo que establecía la ley 54/1997 ya estaba desactualizado ante el cambio tecnológico porque las fuentes de energía renovables empezaron a jugar un papel importante en el sistema en muy poco tiempo. La antigua legislación no podía gestionar la intermitencia de las nuevas tecnologías ni gestionar el nuevo papel de los consumidores de forma eficiente dando lugar a un vacío legal y una inseguridad jurídica que provoca un freno de las inversiones y generaba parches en el Boletín Oficial del Estado (BOE) provocando que el sistema fuera impredecible.

Por todo ello se publicó la ley 24/2013 para solucionar la crisis que había en el momento. Su principal misión fue aplicar el principio de estabilidad financiera donde los gastos no podían ser mayor que los ingresos, también reorganizar las componentes del sistema eléctrico.

Era fundamental establecer reglas claras para que los inversores supieran a qué atenerse y para asegurar que, independientemente de quién gobernara, el sistema eléctrico fuera sostenible por sí mismo sin generar deudas millonarias para las generaciones futuras.

2.5.2. ROLES

El sistema eléctrico es llevado por varias entidades entre ellas se destacan dos entidades institucionales cuyas misiones son complementarias, pero de naturaleza muy distinta: el Operador del Sistema (OS) y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2.5.2.1. OPERADOR DEL SISTEMA (OS)

Como la energía eléctrica no es capaz de almacenarse en grandes cantidades el operador del sistema es el responsable de garantizar un suministro eléctrico seguro con los más altos niveles de calidad, de manera constante y en todo el territorio nacional, maximizando la integración de la generación renovable de manera fiable.

En España el operador del sistema es Red Eléctrica de España (REE). Fue creado en 1983 aprobada por el Gobierno y el sector eléctrico. Esta entidad nació como una empresa mixta de capital mayoritariamente público y con el objetivo de la gestión del servicio público de explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de la red de alta tensión. Se convirtió en el primer transportista y operador único del sistema eléctrico español.

Cuarenta años después de su puesta en marcha, Redeia (nombre comercial que utiliza el grupo desde 2022) gestiona, mantiene y opera más de 45.100 kilómetros de circuitos de líneas y más de 600 subestaciones. En la actualidad, el Estado participa con un 20% de acciones a través de la Sociedad Estatal de Participaciones (SEPI) [5].

REE tiene varias funciones:

En primer lugar, el operador del sistema debe mantener el suministro para que todas las necesidades eléctricas estén cubiertas es necesario que se produzca energía eléctrica en la misma cantidad en la que se consume. Es decir, que exista un buen equilibrio entre el consumo y la generación o inyección de energía en cada momento del día.

Para ello se hacen las ya mencionadas previsiones de demanda para diferentes horizontes temporales en cada instante del día. Igualmente, REE coordina a los diferentes actores y sujetos que forman parte del sistema eléctrico, facilitando el intercambio de información entre ellos y para poder realizar los ajustes necesarios para que la electricidad llegue a donde se necesita conociendo en cada instante el estado de cada uno de los activos que componen la red que transporta la electricidad.

La segunda de sus funciones es maximizar la integración de renovables para avanzar en la transición ecológica y en los objetivos europeos de descarbonización. España es un país con alto potencial de energía renovable y la integración segura de estas para el avance de la transición ecológica es uno de los desafíos del operador del sistema. Esta integración entraña una enorme complejidad para el sistema eléctrico, pero también grandes desafíos que requieren la adopción de soluciones de gran magnitud para aprovechar al máximo el potencial renovable de España. Las renovables se integran de la siguiente manera:

- Desarrollo y refuerzo de las interconexiones internacionales y enlaces entre sistemas.
- Puesta en servicio de más potencia instalada de producción renovable.
- Desarrollo normativo y tecnológico para la provisión de servicios de ajuste.
- Desarrollo y mejora de las herramientas de predicción.
- Adaptación tecnológica de los generadores.
- Incremento de la flexibilidad con el desarrollo de herramientas de generación, almacenamiento y gestión de la demanda.

La tercera de sus funciones es el desarrollo del sistema para anticiparse a nuevas necesidades de futuro para seguir garantizando la continuidad de suministro con nuevas demandas, generación y almacenamiento. Lo consigue a partir de analizar escenarios de futuro en los que se encuentra el sistema y anticiparse a las necesidades energéticas que puedan surgir.

En este sentido, el operador del sistema busca maximizar el uso de la red existente y futuros activos para responder eficientemente a las necesidades detectadas, valorando en primer lugar las soluciones con menor impacto posible en el territorio. También facilita la integración

de tecnologías renovables y los consumos electrificados para que ayuden a avanzar en el proceso de descarbonización.

La última de sus funciones es la interconexión con Europa. Desde 1996, la Unión Europea está inmersa en un proyecto de unificación energética que tiene como objetivo asegurar un acceso justo a la energía eléctrica a los países miembros, mientras se incrementa la seguridad y protección de los sistemas eléctricos europeos y se promueve la eficiencia [46].

Además, la configuración de un Mercado Interior de la Energía en Europa también impulsa una mayor competitividad entre los mercados acoplados, ya que la energía va desde donde es más barata hasta donde es más cara. Además, cuanto más grande sea el mercado unificado, mayor calidad de gestión y de operación tiene asegurando un mayor respaldo por parte de los sistemas eléctricos acoplados y una mayor optimización y utilización de la energía renovable que se puede producir en cada momento lo que redundará en un aumento de la sostenibilidad del sistema eléctrico europeo a todos los niveles.

2.5.2.2. COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y DE LA COMPETENCIA (CNMC)

La CNMC tiene un papel de interés primordial en el sistema eléctrico puesto que como ya se ha mencionado es un agente regulador del sistema. Tiene por objeto garantizar que el mercado funcione de forma transparente, competitiva y en beneficio de los consumidores. Existe debido a la necesidad de que haya un equilibrio entre políticas energéticas gubernamentales, los intereses de las empresas del sector y los derechos de los ciudadanos.

Una de las funciones más importantes de la CNMC es la regulación económica del sector, siendo más específicos de los peajes de acceso. La CNMC es la encargada de elaborar la metodología y establecer anualmente los costes que los usuarios y generadores deben abonar por el uso de las redes de transporte y distribución. También debe determinar la retribución económica que deben recibir las empresas de la infraestructura ya sea REE o las distintas compañías distribuidoras. Gracias a lo mencionado la CNMC logra que estas empresas obtengan una rentabilidad razonable y justificada, evitando encarecimientos artificiales en la factura eléctrica.

La CNMC actúa como principal ente fiscalizador tanto del mercado mayorista como del minorista. En el mercado mayorista vigila el comportamiento de las empresas generadores, previniendo y sancionando manipulaciones de precios o retención de energía mediante la normativa europea REMIT. En el minorista ejerce control sobre las comercializadoras para erradicar prácticas abusivas.

Además de su función fiscalizadora, la CNMC tiene responsabilidades operativas de gran importancia como la liquidación de los costes del sistema eléctrico y la resolución de conflictos. Actúa como compensador que recauda los fondos provenientes de los peajes y cargos abonados por los consumidores, para posteriormente redistribuirlos con exactitud entre los diferentes agentes con derecho a cobro. Igualmente, ejerce como tribunal administrativo cuando surgen disputas entre los distintos actores del sector, emitiendo resoluciones vinculantes que garantizan una vía de solución especializada frente a desacuerdos técnicos o comerciales.

Por último, la labor de la CNMC es indispensable para la protección al consumidor y la transparencia global del sistema. Se encarga de proporcionar a los ciudadanos información para optimizar su contratación y esto se ejerce auditando de forma independiente con el Gobierno, asegurando así que el sector eléctrico no derive en abusos propios de su carácter de oligopolio natural.

2.5.3. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN (P.O.)

Los procedimientos de operación son de carácter técnico e instrumental. Constituyen el cuerpo normativo que defina los criterios y métodos para la explotación global del sistema eléctrico español.

Son necesarios para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico peninsular y los sistemas eléctricos no peninsulares. Describen los procedimientos de ejecución de las actividades.

Estos nacieron de la necesidad de establecer normas técnicas claras para que el sistema eléctrico funcione de forma segura y eficiente. Son redactados por el operador del sistema es el cerebro ya que controla el flujo de energía en tiempo real y la CNMC es quien los maneja y supervisa desde un punto de vista regulatorios y es quien los aprueba, rechaza o pide modificaciones para que no haya riesgos.

De todos los P.O. que existen, se hará énfasis en aquellos que son clave en relación con el 28A:

El primero de ellos es el P.O.1.4 control de tensión, este es de gran relevancia. Establece los rangos operativos de la red de transporte, situando el límite de tensión de España en los 435 kV y en Portugal a 420 kV. El cero energético del 28A fue producido por una desconexión en cascada que se acabó traduciendo en un colapso por sobretensión. La tensión subió sin control debido a la desconexión de plantas fotovoltaicas las cuales absorben potencia reactiva. Igualmente, la insuficiencia de los mecanismos de control dinámico previstos en este procedimiento ante tal escenario ha motivado una revisión profunda por parte de la CNMC tras el evento

Otro de ellos que también es clave es el equilibrio entre la generación y la demanda se gestiona a través del P.O. 1.5, el cual establece el control de la frecuencia del sistema. En este procedimiento se define las respuestas del sistema en los tres escalones ya mencionados: la regulación primaria (automática en segundos), la secundaria o AGC (automática en minutos) y la terciaria (manual en 15 minutos). Todo ello para el mantenimiento de la frecuencia a 50 Hz siendo esto el indicador de equilibrio. Sin embargo, este procedimiento establece umbrales de emergencia donde se activa el deslastre de cargas a los 49,0 Hz para evitar el colapso total del sistema ante caídas bruscas de frecuencia.

Por último, el P.O.7.4 establece los requisitos de reservas y estabilidad para garantizar la seguridad del suministro ante contingencias. En este ámbito hay un parámetro de suma importancia que es la ya mencionada inercia, el amortiguador ante perturbaciones. En la zona sur centro había 1,3 segundos un 35% menos que lo que decía ENTSO-E. Esta debilidad en el cumplimiento de los márgenes de seguridad operativa, unida a la masiva penetración de renovables basada en inversores, ha precipitado la adopción de nuevas normativas orientado a integrar soluciones de almacenamiento y tecnologías grid-forming que refuercen la estabilidad de la red.

2.5.4. REGLAMENTOS EUROPEOS

La seguridad y resiliencia del sistema eléctrico europeo se fundamentan en un marco normativo armonizado que garantiza la interoperabilidad entre los diferentes Estados miembros y sus gestores de red. Estos reglamentos, conocidos como códigos de red, actúan de forma coordinada estableciendo tres capas de protección sucesivas: desde los requisitos técnicos de robustez impuestos a los generadores para prevenir incidentes (NC RfG), pasando por las directrices de operación diaria y el mantenimiento de márgenes de seguridad bajo criterios de contingencia (SO GL), hasta los protocolos de actuación crítica para la contención de perturbaciones y la restauración total del suministro tras un colapso (NC ECR).

Las normativas más relevantes para la estabilidad del sistema son las siguientes:

- NC RFG (2016/631)
- SO GL (2017/1485)
- NC E&R (2017/2196)

2.5.4.1. NC RFG (2016/631)

El Reglamento NC RfG (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators) redacta especificaciones técnicas exhaustivas que deben cumplir todas las instalaciones de generación que en el futuro vayan a ser conectadas a la red eléctrica en forma de generación síncrona.

En función de la estabilidad del sistema este reglamento constituye la primera defensa que actúa ante perturbaciones externas o fallos internos. Establece estrictas normativas respecto a la capacidad de los generadores para soportar huecos de tensión, además de participar en el control de frecuencia-potencia sin desconectarse de la red.

La robustez exigida por este reglamento es crucial debido a que evita el llamado efecto cascada asegurando que las fluctuaciones iniciales de la onda eléctrica no provoquen la desconexión masiva y prematura de los generadores, un fenómeno que precipitaría irremediablemente el colapso del sistema.

2.5.4.2. SO GL (2017/1485)

La directriz SO GL (System Operation Guideline) establece el marco normativo para la operación, planificación y seguridad del sistema de interconexión en tiempo real. Es el reglamento encargado de dictar las metodologías operativas que los gestores de la red de transporte deben aplicar para mantener el sistema eléctrico dentro de los límites de seguridad, operando exclusivamente bajo los estados definidos como "Normal" y de "Alerta".

Este reglamento entre otras aplica el criterio N-1. Es considerado un pilar de la seguridad y fiabilidad utilizado principalmente en la ingeniería de redes eléctricas y en la arquitectura de sistemas de TI (como centros de datos). Este criterio es de vital importancia debido a que el sistema ha de ser capaz de seguir funcionando con total normalidad y debe evitar a toda costa las interrupciones incluso si se produce una pérdida o fallo de un componente principal.

La Importancia de N-1 en los SEP para un Suministro Eléctrico Ininterrumpido [40]:

- **Resistencia ante Fallas:** Asegura la operatividad continua del sistema, a pesar de la falla de un componente.
- **Capacidad de Adaptación:** Facilita que los componentes restantes soporten la carga, manteniendo el funcionamiento sin interrupciones.
- **Aplicación en Sistemas Críticos:** Esencial en redes eléctricas, comunicaciones y servidores, donde la confiabilidad es primordial.

La N representa al total de componentes críticos que operan en un sistema en condiciones normales mientras que el -1 representa la pérdida repentina de una de las componentes del sistema. Lo que implica que el sistema tiene que estar diseñado con la suficiente reluctancia para que los elementos restantes puedan absorber la carga de trabajo del elemento que falló sin que el sistema colapse.

Una cosa que es una duda común es por qué no intentar diseñar redes que soporten la caída simultánea de dos o tres componentes críticos, es decir, usar un criterio de N-2 o N-3. La razón de no usarlo es simplemente el coste económico y el impacto ambiental.

A modo ilustrativo para que haya un criterio N-2 habría que construir el doble o el triple de líneas de alta tensión, subestaciones y centrales eléctricas que pasarían el 99% de su vida útil

sin usarse. También el coste de la factura de la luz sería astronómico. Por esto el criterio N-1 es el equilibrio perfecto e internacionalmente aceptado entre seguridad extrema y viabilidad económica.

Una vez hablado ya del criterio N-1 cabe señalar que, en relación con la prevención de apagones, el SO GL obliga a los operadores a disponer de medidas correctoras previamente planificadas y coordinadas que devuelvan el sistema a su estado normal de operación antes de que una contingencia evolucione hacia una pérdida de control.

2.5.4.3. NC E&R (2017/2196)

El código de red NC E&R (Network Code on Electricity Emergency and Restoration) es la normativa más determinante en el contexto de un apagón total o parcial. La normativa que tiene este reglamento entra en vigor en el momento exacto que las medidas de prevención fallan, este sistema abandona los estados de operación controlada y pasa a un estado de emergencia o blackout (apagón).

Este reglamento para poder mitigar esos escenarios exige el diseño, implementación y prueba periódica de dos planes de acción críticos:

- 1) Plan de defensa del sistema:** Establece medidas externas de carácter automático, destinadas a contener la propagación de la perturbación como el deslastre de cargas por subfrecuencia o la separación de la red en áreas asíncronas.
- 2) Plan de reposición:** Protocoliza los procedimientos técnicos secuenciales para la recuperación del servicio tras un cero de tensión. Este plan detalla las estrategias de arranque en negro (*Black Start*) de grupos de generación específicos, la energización de líneas topológicas clave y la resincronización progresiva de la red hasta el restablecimiento total del suministro a la demanda.

El black start o arranque en negro es un documento clave para este trabajo ya que tras un blackout hay que realizar un black start para que la red vuelva a tener suministro.

El black start es el proceso por el cual se restaura el suministro eléctrico de un sistema en donde se ha producido un colapso, sin disponer de alimentación externa de la red interconectada. En condiciones normales las centrales eléctricas necesitan de alimentación externa para consumir energía, pero cuando el sistema colapsa por ello hay unas centrales que ya mencionadas antes que no necesitan eso por ello cuando hay que recuperar el sistema son las piezas clave para lograrlo. Estas centrales son las siguientes:

- **Centrales hidroeléctricas:** Aportan energía mecánica inmediata y sin necesidad de la red. Son consideradas las más útiles para el arranque en negro entre otros factores por su fiabilidad.
- **Centrales de gas:** Pueden arrancar sus propios sistemas rápidamente y suministrar energía a la red.
- **Grupos electrógenos de Diesel:** Se emplean para arrancar las turbinas de las centrales principales.
- **Sistemas de almacenamiento (BESS):** Las baterías a gran escala basadas en inversores están ganando terreno para proporcionar este servicio, actuando como fuentes estables de tensión.

La energía no vuelve inmediatamente en todas partes, porque resultaría contraproducente. Debido a que la conexión masiva de todos los consumidores crearía una demanda súbita extraordinaria que podría provocar un nuevo colapso del sistema. Por consiguiente, es necesario un proceso gradual donde se asegure que en todo momento se cumpla el delicado equilibrio entre la generación y la demanda para la estabilidad de la red. Además, la recuperación por fases permite detectar y solucionar problemas locales antes de extender la restauración a otras áreas, minimizando el riesgo de nuevos fallos.

Esta recuperación gradual se divide en las siguientes etapas:

- 1) **Activación de generadores autónomos:** Evidentemente se empieza poniendo en marcha generadores especiales que pueden arrancar sin electricidad externa.
- 2) **Creación de islas eléctricas:** Con el objetivo de ir de forma segura se establecen pequeñas redes aisladas para comenzar a estabilizar el sistema.

- 3) **Sincronización gradual:** Gradualmente las diferentes partes de la red se van conectando cuidadosamente entre sí, manteniendo el equilibrio entre generación y demanda.
- 4) **Priorización del suministro:** El proceso del orden de zonas a restablecer sigue los criterios establecidos por las zonas de emergencia:
 - a) **Servicios críticos:** Hospitales, centros de coordinación de emergencias, infraestructuras de telecomunicaciones, instalaciones de seguridad pública y bomberos.
 - b) **Servicios básicos:** Plantas de tratamiento de agua, estaciones de bombeo, sistemas de transporte público, centros logísticos de alimentación.
 - c) **Grandes núcleos de población:** Se priorizan áreas con mayor densidad poblacional.
 - d) **Zonas industriales:** Especialmente aquellas con procesos que podrían ser peligrosos si se interrumpen durante periodos prolongados.
 - e) **Resto de áreas:** Zonas residenciales menos pobladas y áreas rurales
- 5) **Conexión de grandes consumidores:** Las industrias y grandes consumidores se van incorporando paulatinamente para evitar nuevos desequilibrios.
- 6) **Normalización completa:** Finalmente, se restablece el suministro a todos los usuarios.

Además, es prioritario saber el tiempo en el que esto suele tardar si bien depende de la magnitud del apagón la cronología suele ser la siguiente:

- **1-2 horas:** Activación de los primeros generadores.
- **3-6 horas:** Recuperación de servicios prioritarios.
- **6-24 horas:** Restauración progresiva a zonas residenciales.
- **1-3 días:** Normalización completa en casos de apagones masivos.

También es primordial conocer las componentes clave de generación:

- **Centrales de generación:** Son el origen de toda la energía y durante un apagón las centrales con capacidad de arranque en negro son vitales para iniciar la recuperación.
- **Red de transporte:** Líneas de alta tensión (220-400 kV) que llevan la electricidad desde las centrales hasta los centros de distribución la energización de estas debe ser cuidadosa para evitar sobrecargas.
- **Subestaciones:** Transforman la tensión entre las redes de transporte y distribución. Son puntos de suma importancia que permiten seccionar la red en islas eléctricas para una recuperación controlada.
- **Red de distribución:** Lleva la electricidad a los puntos de consumo final. Durante la recuperación, se energiza progresivamente, priorizando servicios esenciales.
- **Centro de control:** El cerebro del sistema que coordina todas las operaciones. Durante un apagón, trabaja con sistemas de respaldo para dirigir la secuencia de restablecimiento.
- **Puntos de consumo:** Hogares, comercios e industrias. Se conectan gradualmente para evitar demandas súbitas que podrían provocar nuevos desequilibrios.

Por último, un riesgo existente cuando se realiza un black start es la posibilidad de un colapso secundario durante el proceso de reposición. Con solo unos pocos generadores en línea, la inercia es mínima y las condiciones operativas son radicalmente distintas a las de operación normal, lo que hace al sistema especialmente vulnerable a nuevas perturbaciones.

El sistema es, pues, vulnerable a tener fallos en cadena ya sean por reconectar rápido o de golpe o por una caída de frecuencia que provoque el disparo de las conexiones. También, las líneas largas energizadas sin carga generan sobretensiones por efecto Ferranti que pueden activar otros relés y cuando se intenta unir las distintas islas eléctricas que se han ido formando, cualquier desincronización en frecuencia o fase entre ellas al cerrar un interruptor genera un choque electromagnético que puede desencadenar nuevos disparos.

En conclusión, el black start es un proceso de alta precisión donde si se produce un fallo hay una posibilidad que durante el periodo de recuperación se vuelva a la situación de partido donde el sistema está colapsado.

2.5.5. CÓDIGOS DE RED

Los códigos de red, en el contexto de la protección de la red eléctrica, son documentos normativos y técnicos obligatorios que establecen las reglas y requisitos mínimos para garantizar que cualquier instalación (generadores, industrias, centros de carga) se conecte y opere de forma segura, confiable y eficiente sin poner en riesgo el sistema eléctrico nacional.

En términos de protección, estos códigos aseguran que, ante fallas (como cortocircuitos), el sistema eléctrico detecte y despeje las perturbaciones rápidamente, minimizando los daños y las desconexiones innecesarias.

La necesidad de redacción de los códigos de red europeos fue identificada durante el desarrollo del tercer paquete legislativo para la constitución de un mercado interno de gas y electricidad de la Unión Europea. En esta se definieron las funciones específicas de los códigos de red para las siguientes entidades: la Comisión Europea (CE) para iniciar el desarrollo y adoptar los códigos de red, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) para desarrollar las guías marco y recomendar la adopción de los códigos de red a la CE; y a la Asociación europea de transportistas y operadores del sistema (ENTSOE) para elaborar borradores de los códigos de red [38].

Los códigos de red europeos (según la Regulación EC N°714/2009) contribuyen a la documentación, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo. Son una herramienta fundamental para la competitividad del mercado eléctrico y hacia el logro de los objetivos de la Unión Europea en dicha materia.

Los objetivos de la Unión Europea son los siguientes [38]:

- Reducción de al menos el 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990.
- Al menos una participación del 32% del consumo de energía renovable.
- Ahorro energético de al menos un 32,5% respecto al escenario habitual.

2.5.5.1. LAS FAMILIAS DE CÓDIGOS

Estos códigos tienen distintas familias que pueden ser o de conexión, de operaciones, de mercado y de ciberseguridad.

2.5.5.1.1. CÓDIGOS DE RED DE CONEXIONES

Esta familia establece los requisitos técnicos que deben cumplir los agentes que se conectan a la red con el objetivo de que no supongan un riesgo para la estabilidad del sistema. Hay diferentes clases de este código.

En primer lugar, está el Código de Red de Conexión de Demanda, el cual establece requisitos armonizados por la conexión de grandes plantas de producción de energía renovable, así como instalaciones de respuesta a la demanda.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión del 17 de agosto de 2016 donde se establece una conexión de código de red a pedido.

Facilita la integración de 260 GW de fotovoltaica y eólica, triplicando la cantidad instalada actual. Así como 11 GW de respuesta a la demanda de Europa, lo que se traducirá en un ahorro de 11 plantas de generación.

En segundo lugar, está el Código de Red de Conexiones de Corriente Continua de alta tensión que establece los requisitos para las conexiones de corriente continua de larga distancia.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión del 26 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red sobre los requisitos para la conexión a la red de sistemas de corriente continua de alta tensión y módulos de parques eléctricos conectados en corriente continua.

Estas se utilizan para conectar parques eólicos marinos con el continente o para países a largas distancias. (por ejemplo, la interconexión más larga existente en Europa, NorNed, une Noruega y los Países Bajos con un cable submarino HVDC de 580 km de longitud).

Por último, el Código de Red sobre Requisitos para Generadores armoniza las normas que estos deben cumplir para conectarse a la red.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 en donde se establece un código de red sobre los requisitos para la conexión a la red de generadores.

Estas normas armonizadas en toda Europa impulsarán el mercado de la tecnología de generación y aumentarán la competitividad.

2.5.5.1.2. CÓDIGOS DE RED DE OPERACIONES

Son los códigos que establecen las reglas necesarias para operar el sistema eléctrico interconectado de forma segura y coordinada en el día a día y también en situaciones de crisis.

En primer lugar, el Código de Emergencia y Restauración establece los procesos que deben seguir los operadores de sistemas de transmisión ante un incidente en su red.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión del 24 de noviembre de 2017 y estableció de un código de red en caso de emergencia y restablecimiento de la electricidad.

Estos códigos se aplicarán en toda Europa los más altos estándares y prácticas en la gestión de situaciones de emergencia.

En segundo lugar, la Operación del Sistema especifica las medidas que deben tomar los operadores de sistemas de transmisión para gestionar su red.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión del 2 de agosto de 2017 y estableció de una directriz sobre la operación del sistema de transmisión de electricidad.

La Guía de Operación del Sistema considera que la combinación de generación en Europa integra cada vez más energías renovables, así como las crecientes interconexiones y la competencia transfronteriza. Establece las bases para el próximo sistema eléctrico y, por ejemplo, establece la coordinación regional como una obligación legal para los operadores de red.

2.5.5.1.3. CÓDIGOS DE RED DE MERCADO

Su función está relacionada con el mercado. Esto se debe a que son aquellos que buscan un mercado de la electricidad unificado, permitiendo así que la energía fluya libremente donde más se la necesita además de optimizar precios.

En primer lugar, está el Código de Red sobre la Directriz sobre Asignación de Capacidad y Gestión de la Congestión establece los métodos para calcular el espacio que pueden utilizar los participantes del mercado en las líneas transfronterizas sin poner en peligro la seguridad del sistema.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 1222/2015 de la comisión del 24 de julio de 2015 y con el objetivo de establecer una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión

También armoniza el funcionamiento de los mercados transfronterizos en Europa para aumentar la competitividad y la integración de las energías renovables. Este código es la piedra angular de un mercado único europeo de la electricidad. Tiene dos clases:

Por un lado, está el Código de Red de la Directriz de Equilibrio Eléctrico busca crear un mercado donde los países puedan compartir los recursos utilizados por sus operadores de sistemas de transmisión para que la generación siempre iguale la demanda.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión del 23 de noviembre de 2017 y establece una directriz sobre el equilibrio eléctrico. También busca permitir la participación de nuevos actores, como la respuesta a la demanda y las energías renovables.

En resumen, la Directriz de Equilibrio debería contribuir a aumentar la seguridad del suministro, limitar las emisiones y disminuir los costos para los clientes.

El Código de Red de la Directriz sobre Asignación de Capacidad a Plazo regula las normas de funcionamiento de los mercados a largo plazo, estableciendo los criterios para la asignación transfronteriza de capacidad en los mercados de futuros.

Fue publicado en el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión del 26 de septiembre de 2016 y establece una directriz sobre la asignación de capacidad a futuro.

Estos desempeñan un papel importante al permitir a los participantes del mercado asegurar capacidad en líneas transfronterizas con mucha antelación y, por lo tanto, contar con una especie de seguro comercial.

2.5.5.1.4. CÓDIGOS DE RED DE CIBERSEGURIDAD

El Código de Red sobre Ciberseguridad (NCCS) tiene como objetivo establecer un estándar europeo para la ciberseguridad de los flujos eléctricos transfronterizos. Incluye normas sobre evaluación de riesgos cibernéticos, requisitos mínimos comunes, certificación de productos y servicios en materia de ciberseguridad, supervisión, elaboración de informes y gestión de crisis.

Este Código de Red proporciona una definición clara de los roles y responsabilidades de las diferentes partes interesadas para cada actividad.

2.5.5.2. PROCESO DE IMPLANTACIÓN NACIONAL

Existen tres Códigos de Red de Conexión que establecen requisitos de conexión a las instalaciones de producción de electricidad, instalaciones de consumo y de distribución de energía, así como a las instalaciones de corriente continua de alto voltaje que se conecten al sistema eléctrico. Estos códigos con los tres de la familia de conexión son de decir el código de conexión de demanda, las conexiones de corriente continua de alto voltaje y el de requisitos para generadores.

Estos tres códigos tienen un gran impacto para la operación del sistema, la red de transporte y las redes de distribución, así como para las instalaciones de generación, las instalaciones de consumo y sistemas de corriente continua de alto voltaje.

Con el fin de desarrollar correctamente el proceso de elaboración del marco legislativo nacional y adoptar en plazo los códigos de red, así como para asegurar la transparencia y canalizar, focalizar y resolver de forma eficiente las cuestiones de debate sobre definición de requisitos técnicos, Red

Eléctrica propuso al Ministerio y CNMC coordinar el proceso, mediante una estructura de tres Grupos de Trabajo para la Implementación de los Códigos de Red de Conexión, según se presentó el 5 de julio de 2016, en sesión extraordinaria del Grupo de Seguimiento de la Planificación, y que se documenta a continuación [38]:

- **Grupo Coordinador de la Implementación (GCI).** Grupo de trabajo de coordinación y definición de requisitos técnicos para abordar cuestiones de afección al gestor de la red de transporte (GRT) y a los gestores de la red de distribución (GRD).
- **Grupo de Trabajo con Generadores (GTGen).** Grupo de trabajo de debate y consulta sobre la definición de requisitos técnicos para abordar cuestiones de afección a los generadores.
- **Grupo de Trabajo con Consumidores (GTCon).** Grupo de trabajo de debate y consulta de definición de requisitos técnicos para abordar cuestiones de afección a los consumidores.

2.5.5.3. RELACIÓN DE LOS CÓDIGOS DE RED CON EL 28A

Los códigos de red originales fueron redactados hace décadas. Esto implica que fueron hechos para un sistema eléctrico que no corresponde al actual, el sistema eléctrico para el que fueron diseñados estaba dominado sobre todo por combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) y grandes hidroeléctricas. Estas plantas como ya se ha visto en puntos anteriores son fuentes de que usan turbinas rotativas que están sincronizadas físicamente a la potencia de la red. Tienen masa giratoria que ofrecen inercias a la red.

Hoy en día el sistema es diferente, se encuentra en un proceso de descarbonización debido a la entrada masiva de fuentes renovables a la red, principalmente fotovoltaica y eólica. Tal y se ha mencionado estas fuentes no están conectadas directamente con grandes máquinas síncronas, sino a través de inversores electrónicos. Provocando que el sistema sea más rápido, pero a su vez más frágil.

El problema real es que los códigos de red antiguos no exigían a las energías renovables estabilizar la red ya que en el momento en el que fueron redactados su participación era muy reducida. En consecuencia, mantener los códigos antiguos se traduce en mantener las reglas del carbón en una red donde ya no se usa carbón.

La situación previamente dicha es una receta para el colapso, por eso previamente al 28A el operador del sistema intentó actualizarlos, pero debido a la burocracia y la lentitud regulatoria las modificaciones no llegaron a tiempo.

Los antiguos códigos permitían a los generadores solares y eólicos a desconectarse inmediatamente de la red cuando detecten una anomalía o una brusca caída de tensión para proteger sus equipos electrónicos.

En el 28A cuando ocurrió el primer fallo, se produjo una caída de tensión y debido a los códigos desactualizados, miles de inversores renovables interpretaron esta caída como una señal para apagarse simultáneamente. Provocando una eliminación de una cantidad enorme de generación que la demanda exigía por lo que al desaparecer la frecuencia cayó en picado y las pocas plantas de combustibles fósiles no la pudieron compensar. A raíz de esto el sistema de protección general, al ver que la frecuencia colapsaba, comenzó a cortar el suministro a los consumidores para evitar daños físicos en la infraestructura lo que desencadenó el apagón total.

El cero energético del 28 de abril, fue un poderoso recordatorio para los operadores del sistema de que la reescritura de los códigos de red es una cuestión de urgencia. Además, se entendió que las renovables en una red descarbonizada eran necesarias para asumir la responsabilidad de mantener la estabilidad del sistema como lo hacían las antiguas plantas de carbón.

Inmediatamente después del colapso, se implementan actualizaciones críticas:

- **Capacidad de "Soportar Huecos de Tensión":** Se prohibió terminantemente a las plantas solares y eólicas desconectarse ante pequeñas fluctuaciones. Ahora, los nuevos códigos les exigen mantenerse conectadas e inyectar corriente reactiva para ayudar a levantar el voltaje y estabilizar la red durante el fallo.
- **Respuesta Rápida de Frecuencia:** Se obligó a los inversores a inyectar energía de reserva en milisegundos si detectan una caída en la frecuencia de la red, emulando electrónicamente la respuesta de las turbinas convencionales.
- **Inercia Sintética:** Vista previamente para que haya inercia en la red.

En definitiva, el cero energético del 28 de abril fue clave para los códigos de red puesto que a partir del cual cambiaron a ser protocolos activos y estrictos para una red ágil, electrónica y limpia.

2.5.5.4. NUEVO ACCESO A LA RED ELÉCTRICA

La CNMC ha hecho una propuesta pública para poder regular los permisos de acceso flexible a las redes de transporte y distribución de eléctrica. Esta propuesta tiene como objetivo principal optimizar el uso de la infraestructura eléctrica actual, que actualmente es considerada infrautilizada y facilitar la conexión de nuevos proyectos al sistema sin necesidad de sobredimensionar la red. La iniciativa ha sido valorada positivamente por la secretaria de Estado de Energía.

Con esta medida la CNMC busca que en vez de tener un modelo que se construye con base en soportar el pico máximo de consumo que es el actual, quiere un modelo inteligente donde se gestiona la demanda para aprovechar al máximo la infraestructura ya existente.

Esta nueva normativa establece cuatro tipos de permisos de acceso flexible: tipo 0, 1, 2 (en distribución) y 3 (en transporte). El problema de estos permisos es que no tienen garantía de consumo continuo, por ello la regulación prohíbe explícitamente que se acojan a ellos los proyectos colectivos (como planes urbanísticos), los suministros esenciales, o cualquier instalación que no pueda soportar interrupciones de electricidad superiores a 24 horas.

Un aspecto para destacar de esta propuesta es su aplicación a las instalaciones de almacenamiento conectadas a la red de distribución. Buscando que estas se adapten obligatoriamente a esta modalidad flexible en un plazo de siete meses y podrán recibir instrucciones del gestor para reducir o detener su actividad por seguridad del sistema. Para gestionar todo esto, se aprueba el nuevo Procedimiento de Operación de

Distribución (POD1), que dota a los gestores de la red de mejores herramientas para controlar las congestiones y les exige establecer nuevos protocolos de intercambio de información.

Se crearon e implantaron plazos de forma progresiva. Los tipos 1 y 3 se podrán solicitar en cuanto se publique la resolución de forma definitiva, el tipo 0 entrará a vigor en seis meses y el tipo 2 se retrasará hasta enero de 2028. Mientras tanto, el periodo de consulta pública para que el sector presente sus alegaciones a este borrador permanecerá abierto desde el 20 de febrero hasta el 20 de marzo de 2026.

3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

El sistema eléctrico español ha experimentado en la última década una transformación radical en su mix de generación, impulsada por los objetivos de descarbonización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y por la reducción continuada de los costes de la energía solar fotovoltaica y eólica. Esta transformación, necesaria para combatir el cambio climático, ha introducido al mismo tiempo un conjunto de retos técnicos sin precedentes para la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

El presente capítulo analiza esos retos en profundidad, partiendo de la evolución del mix energético español desde el predominio de la generación térmica e hidroeléctrica hasta el escenario de alta penetración renovable que caracterizaba al sistema en el momento del apagón del 28A. Se examinan las diferencias técnicas fundamentales entre la generación síncrona convencional y la generación basada en inversores, se describen los fenómenos de variabilidad e intermitencia propios de las fuentes renovables, y se analizan los cuatro grandes retos que su integración masiva plantea para la operación del sistema: la reducción de inercia y el aumento del RoCoF, la debilidad de la red por bajo SCR en zonas de alta penetración fotovoltaica, las oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas y el fenómeno inédito del colapso por sobretensión que se produjo el 28A.

El capítulo concluye con el análisis de las advertencias previas que habían señalado estos riesgos con antelación, y que no fueron atendidas a tiempo.

3.1. EVOLUCIÓN DEL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL

El sistema eléctrico español ha experimentado una gran transformación a lo largo del siglo XX y los primeros años del XXI. Cuando se creó el sistema eléctrico era dominado por la energía hidráulica y las centrales térmicas de combustibles fósiles. Hoy en día se sabe que el panorama es muy diferente debido a que las energías renovables representan más del 56% de la generación eléctrica. El mix energético ha ido evolucionando en respuesta a factores económicos, políticos y medioambientales.

En este apartado se va a analizar cómo ha ido cambiando la estructura de generación eléctrica en España a través de sus principales tecnologías. En primer lugar, se analizará la energía térmica y la hidroeléctrica, que décadas atrás fueron los pilares del suministro nacional, luego se hablará de la energía nuclear que tiene un papel central en la demanda base y a pesar de eso tiene cierre programado y por último de la energía solar y eólica las cuales están impulsadas por el marco regulatorio europeo además de representar una caída de costes y mostrar el compromiso de España con la descarbonización.

Analizar y entender la evolución del mix energético es clave para poder afrontar los retos actuales de integración de renovables en la red eléctrica además de valorar los desafíos que plantea garantizar la estabilidad y seguridad en un sistema cada vez más descarbonizado e interconectado.

3.1.1. ENERGÍA TÉRMICA Y ENERGÍA HIDROELECTRICA

Tanto la energía térmica como la energía hidroeléctrica han sido unos pilares en la historia de la generación jugando un papel fundamental en la configuración del sistema eléctrico español.

Por un lado, la energía térmica como bien se sabe consiste en producir electricidad gracias a los combustibles fósiles. Su principal ventaja es que puede generar energía de forma continua y es gestionable ya que no depende de ningún tipo de fenómeno atmosférico, otra ventaja es que es flexible y rápida de modificar ante cambios de demanda. No obstante, también su emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos es un problema bastante a considerar en la actualidad que las han llevado a perder su peso en la generación de energía actual.

Por otro lado, la energía hidroeléctrica aprovecha la energía potencial del agua embalsada o el caudal de los ríos para generar electricidad de forma limpia y renovable. A diferencia de las centrales térmicas estas no emiten gases de efecto invernadero y disponen de una capacidad de regulación de su producción excepcional pudiendo así modificar su generación de forma casi instantánea. Tienen una larga vida útil y costes variables reducidos. El principal inconveniente de esta tecnología es la dependencia de factores meteorológicos para su funcionamiento puesto que no es independiente como la energía térmica, una central hidroeléctrica depende de la cantidad de agua disponible siendo así vulnerable a sequías. Igualmente, es para tener en cuenta el impacto medioambiental producido por la construcción de embalses sobre los ecosistemas además de las restricciones geográficas estas dos componentes hacen limitado su crecimiento.

La evolución de estas dos fuentes de energía refleja los avances tecnológicos del sistema eléctrico, así como los cambios de prioridades energéticas y medioambientales a lo largo de las décadas.

En 1901, el 50% de la demanda del sistema eléctrico español se generaba a partir del agua, es decir se cubría con centrales hidráulicas. Un 30% se cubría con energía térmica más concretamente con centrales de vapor, mientras tanto el resto era vapor o agua, suponiendo un 13% y el 7% restante era de gas.

Debido a los altos precios del carbón y las necesidades económica, geográfica y el cambio de mentalidad política que hubo en España, entre 1900 y 1930 la hidráulica fue ganando peso en todo el territorio nacional. Se ejecutaron grandes obras en las principales cuencas hidrográficas y a finales de los años 20, el 81% de la producción eléctrica era de origen hidroeléctrico.

En los años 70 la energía hidroeléctrica perdió peso, cubriendo un 50% y aumentó el uso del petróleo en las centrales térmicas de generación de electricidad. Esto fue debido al crecimiento industrial de España que superó la generación que los ríos eran capaz de disponer. El petróleo ganó peso al ser barato, rápido de instalar y flexible ante la demanda. Sin embargo, entre 1973 y 1979 hubo una crisis que convirtió esta dependencia de petróleo fue un problema por lo que se tomaron medidas para solucionarlo.

Para ello se aplicó el Plan Energético Nacional, que entre 1980 y 2000 con el objetivo claro de sustituir el petróleo, acelerando la construcción de las plantas energéticas de carbón. Hasta 1986, de las 14 plantas de carbón que había, siete de ellas nacieron a raíz de este plan.

Por último, ya entre el 2000 y 2025 las energías renovables cogen protagonismo. Por consiguiente, la energía hidráulica sigue teniendo un papel relevante, el total de la electricidad producida en España entre 2020 y 2024, se generó un 10% de media a partir de la energía hidráulica. En la actualidad hay más de 1.350 centrales hidráulicas, siendo 1.200 minicentrales, según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Este incremento de las renovables va en detrimento de las procedentes de combustibles fósiles. De las 18 centrales térmicas que había en 2018 en España, ya solo quedan cuatro (Aboño y Soto de Ribera, ambas en Asturias; Los Barrios, en Cádiz; y Alcudia, en Mallorca).

También las centrales de carbón llegaron a haber 15 principales y actualmente tras el proceso de descarbonización hoy en día apenas dos instalaciones en estado de hibernación u operatividad mínima.

3.1.2. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear tiene un lugar destacable en el sistema eléctrico español. Por una parte, es una de las fuentes de generación más relevantes en términos de producción real. Por otra parte, es una de las más controvertidas desde el punto de vista político, social y medioambiental. Por consiguiente, resulta imprescindible analizarla para entender por qué ocupa tan peculiar situación.

Si la miramos con un punto de vista técnico, la energía nuclear genera electricidad a través de la fisión de átomos de uranio en reactores controlados, liberando grandes cantidades de calor que se transforman en vapor y posteriormente en energía eléctrica.

Su principal fortaleza es que genera electricidad de forma constante, continua y en grandes volúmenes. Además, al igual que la energía térmica no depende de las condiciones meteorológicas y produce la electricidad a cualquier hora del día. Otra ventaja es que a diferencia de las centrales térmicas no emiten dióxido de carbono durante su operación, por lo que desempeña un papel significativo en la descarbonización del sistema eléctrico. Asimismo, aportan inercia y estabilidad a la red ayudando a regular tanto tensiones como frecuencias.

Sus inconvenientes son muy conocidos:

- La gestión de los residuos radiactivos de alta actividad constituye uno de los problemas más complejos y aún no resueltos de forma definitiva a escala global, dado que requieren un aislamiento seguro durante miles de años.
- La posibilidad de accidentes graves, aunque es extremadamente reducida sus consecuencias son de una gravedad elevada y eso hace el descontento de la población.
- Tiene elevados costes de construcción y desplazamiento y gestión de residuos, así como la carga fiscal que soporta el sector en España, condicionan su competitividad en un mercado cada vez más dominado por las renovables.

En 1948 se creó la Junta de Energía Nuclear para impulsar la creación de centrales nucleares. Se inicia la producción nuclear en España con la puesta en servicio de Zorita de los Canes, en Guadalajara (1969), Garoña, Burgos (1971) y Vandellós, en Tarragona (1972) [5].

En 1980, desde el ámbito estatal y a través del Real Decreto 228/1980, se hace un plan para acelerar la construcción de centrales eléctricas de carbón. Hasta 1986, de las 14 plantas de carbón siete nacieron a raíz de este plan.

En paralelo, entre 1983 y 1988 cinco nucleares más se conectaron a la red energética nacional. A finales del 86, la obtención de electricidad a partir del carbón suponía el 45% del total y la nuclear, el 30%, mientras que, en 1973, un 18% y un 8% respectivamente [5].

En 1983, el gobierno y el sector eléctrico aprueban la creación de Red eléctrica de España (S.A), es una empresa mixta cuyo capital es mayoritariamente público. Esta empresa nace con el objetivo de explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de la red de alta tensión.

En ese mismo año, en el Plan Energético Nacional del 83 se incluyó la moratoria nuclear, que el nuevo gobierno socialista materializó en una Ley en 1984. Esta ley paralizó varias iniciativas, anulando proyectos ya construidos. Esto desencadenó la necesidad de compensar a las empresas titulares de estos proyectos anulados por los gastos efectivamente incurridos en su desarrollo, dado el carácter vinculante que tenía la Planificación Energética. Es decir, la moratoria nuclear supuso la necesidad de compensar a unas empresas por la ejecución de unas inversiones comprometidas en una serie de activos que el Gobierno decidió no poner en explotación.

El pago se instrumentó mediante el Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear a partir de 1996. Se financió mediante un recargo en la factura eléctrica (entre el 1,72% y el 0,33%). La deuda quedó completamente liquidada en octubre de 2015, 19 años después del inicio de su cobro.

En 1987 se estableció el Marco Legal Estable, el cuerpo regulatorio del sector eléctrico entre 1988 y 1997. En este nace un momento de crisis en el sector energético por diversos factores: contracción de la demanda y bajo nivel de ingresos, alto endeudamiento, elevados costes financieros, alto inmovilizado en curso por la moratoria nuclear, etcétera. Se determinó a través de diferentes normativas la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio eléctrico mediante un sistema de cálculo con diferentes variables para reducir la incertidumbre con respecto a sus ingresos.

Actualmente, la energía nuclear cubre el 20% de la demanda eléctrica nacional. Sin embargo, se está planteando su cierre debido a que están llegando al final de su vida útil, el calendario oficial de cierre, acordado en 2019, es el siguiente:

- Almaraz I cerrará en 2027
- Almaraz II en 2028, Ascó I
- Cofrentes en 2030
- Ascó II en 2032

El cierre total se completaría en 2035, con Vandellós II en febrero y Trillo en mayo de ese año. Las centrales nucleares estaban cada vez más en desuso. Sin embargo, el apagón del 28 de abril hizo que el cierre de la nuclear entrara otra vez en debate.

3.1.3. CRECIMIENTO DE LA SOLAR Y FOTOVOLTAICA

En el contexto de la transición energética la solar y la eólica se han consolidado como los grandes pilares del cambio del sistema eléctrico español. Han tenido un gran crecimiento llegando a posicionar a España como un referente europeo.

Por un lado, la energía solar fotovoltaica es aquella que aprovecha la radiación solar para así generar electricidad, lo hace mediante paneles de células semiconductoras. Tiene varias ventajas como:

- Es una fuente inagotable.
- Es limpia y silenciosa.
- No emite gases de efecto invernadero mientras la central está operativa.
- Tiene un periodo de vida de 20 años lo cual es largo asimismo se pueden hacer módulos de todos los tamaños.
- Sus costes de instalación y de operaciones cada vez son más bajos.

- Su uso puede llegar desde a ser a gran escala o a autoconsumo de una vivienda.
- Tecnología muy útil en zonas donde no llega la red eléctrica.

Esta tecnología se ha desarrollado mucho en España ya que al depender de la irradiación España está situada como uno de los países con mayor irradiación de Europa. Sin embargo, esta tecnología también representa inconvenientes para tener en cuenta:

- Al extraer energía de la luz solar su producción es interrumpida en las horas que no hay luz.
- Depende mucho del clima puesto que por ejemplo un clima nublado hace que a las placas no llegue tanta luz solar como en un día soleado provocando limitaciones en la producción. Esto obliga a contar con sistemas de almacenamiento o respaldo para garantizar el suministro en los casos que esta tecnología no sea suficiente.
- Necesita grandes extensiones asimismo las zonas con mayor irradiación suelen ser los desiertos al ser zonas poco habitadas y lejos de los centros de consumo provocando la necesidad de líneas de transporte eléctrico largas.
- La elevada concentración de generación en determinadas horas del día puede provocar desequilibrios en el mercado eléctrico, presionando a la baja los precios en franjas de alta producción.

En el contexto internacional la energía solar fotovoltaica comenzó en la década de los 60. En España, se arrancó en la década de 1980, cuando Iberdrola España puso en funcionamiento la primera central conectada a la red de San Agustín de Guadalix, con una capacidad de 100 kilovatios de potencia.

La energía eólica transforma la energía cinética del viento en electricidad a través de aerogeneradores. Su principal ventaja su capacidad de generar energía en cualquier hora del día, completando la generación solar, y dispone de un largo ciclo de vida útil. Sin embargo, su limitación es la dependencia total del recurso eólico, que introduce variabilidad e intermitencia equivalente a la fotovoltaica. Además, la construcción de una central eólica puede generar conflictos por su contaminación visual y acústica.

Las centrales renovables en España se desarrollaron en los años 70 a raíz de la crisis del petróleo a través de una respuesta estratégica. Ha evolucionado desde la experimentación tecnológica hasta convertirse en un pilar del sistema eléctrico.

En los 80 se publicó la ley 82/1980 de conservación de la energía y esta fue la primera en promover formalmente el uso de fuentes alternativas consiguiendo así impulsar las primeras renovables en España [5]:

- **Eólica:** En 1984, se inauguró el primer parque eólico de España en Garriguella (Girona), con apenas cinco aerogeneradores de 24 kW cada uno.
- **Solar:** Ese mismo año (1984) comenzó la andadura de la fotovoltaica en España con proyectos experimentales, aunque su despliegue masivo tardaría décadas.

En 1985 se dictan varias normativas para facilitar la construcción de minicentrales hidroeléctricas, de menos de 10 MW, con primas e incentivos que se mantendrían hasta 2013.

En 1986 se lanzó el Plan de Energías Renovables (PER-86) para así estructurar el crecimiento del sector que gracias a esto en los años 90 las renovables despegaron.

A finales de 1994 se promulga la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al menor coste posible y con una calidad adecuada. Además, en 1995 se funda la Comisión Nacional del sistema eléctrico como agencia reguladora independiente para así poder optimizar el funcionamiento de este sistema conjunto y en 2013 se integró en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En 1997, se deroga el MLE y comienza una nueva era en el sector eléctrico con la liberalización de determinadas actividades (generación y comercialización). La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 introdujo el concepto de Régimen Especial, que permitía a los productores de renovables vender su energía con una prima (incentivo económico) sobre el precio de mercado. El RD 2818/1998 desarrolló este sistema de primas, garantizando una rentabilidad que atrajo inversiones masivas [5].

En el RD 661/2007 se hizo una revisión del sistema de promoción de renovables, a partir de él en España se aumentó a gran escala la instalación y uso de la energía fotovoltaica y eólica llegando a situarlas entre las formas de generación líderes en potencia instalada.

Este crecimiento acelerado fue superior a las previsiones gubernamentales lo que produjo un aumento del déficit de la tarifa y esto derivó en recortes posteriores y la reforma de la LSE 2013.

La reforma energética en España durante 2013 con la comprobación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (LSE) el 26 de diciembre del 2013, marcó un punto de inflexión radical en el fomento de las energías renovables. Esta reforma produjo un cambio legislativo centrado en eliminar las primas directas y buscar la sostenibilidad económica del sistema y así lograr frenar el déficit de tarifa.

Esta ley eliminó la distinción entre el régimen ordinario y el especial (renovables y cogeneración), integrando a estas últimas en un marco retributivo único basado en criterios de mercado. Se sustituyeron las primas fijas por un modelo de "rentabilidad razonable". Este sistema compensa los costes de inversión que no pueden ser recuperados mediante la venta de energía en el mercado mayorista, asegurando una rentabilidad medida en términos de tasa de retribución sobre la inversión.

Actualmente, las tecnologías renovables tienen un peso a considerar en donde se refleja de forma clara por la magnitud de su crecimiento. En 2024 por ejemplo, la potencia instalada conjunta de energía eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica alcanzó los 66.756 MW, tras un incremento del 12,2% respecto al año anterior. En ese año España acabó el año con 129 GW de potencia de generación instalada donde el 66% de esta corresponde a fuentes renovables, y con una generación renovable que supuso el 56,8% del total del mix eléctrico. Igualmente, destacable es la perspectiva histórica: entre 2019 y 2024, la potencia conjunta de las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y termo solar se incrementó en más de un 80%.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN RENOVABLE

La penetración masiva de energías renovables ha modificado de forma estructural el funcionamiento del sistema eléctrico español.

Esta modificación va más allá del volumen de potencia instalada, la clave está en las propiedades físicas de estas tecnologías dado que, al conectarse a la red mediante inversores electrónicos en lugar de máquinas síncronas, su comportamiento ante perturbaciones es radicalmente distinto al de la generación convencional. Comprender esa diferencia es el punto de partida para entender los retos de estabilidad que desembocaron en el 28A.

3.2.1. GENERACIÓN SÍNCRONA VS. BASADA EN INVERSORES

La integración masiva de energías renovables ha transformado el sistema eléctrico no solo desde un punto de vista cuantitativo donde a más potencia instalada mayor generación sino también cualitativo en donde se alteran los mecanismos físicos que rigen la estabilidad del sistema.

El avance de las renovables ha provocado una profunda transformación de la composición del parque generador español. Hoy en día las tecnologías que lideran esa transformación cualitativa son la fotovoltaica y la eólica. Estas dos presentan características muy distintas de la tecnología de generación convencional.

Entender las diferencias es crucial para poder hacer frente a los retos que esta transición representa. Uno de ellos es la estabilidad, pero también hay factores particulares que contribuyeron al colapso energético del 28 de abril.

3.2.1.1 GENERADORES SÍNCRONOS

En primer lugar, hay que recordar que centrales de generación corresponden a los generadores síncronos: las centrales nucleares, de ciclo combinado, hidráulicas regulables y de carbón. Todas estas utilizan máquinas síncronas para generar energía.

El rotor gira a la velocidad marcada por la frecuencia por lo que la velocidad de rotación está directamente relacionada con la frecuencia del sistema. Esta característica confiere a los generadores síncronos una serie de propiedades para la estabilidad del sistema:

- **Inercia natural:** Es la energía cinética natural almacenada en las masas giratorias de los motores síncronos. Esta energía se libera o se absorbe ante los desequilibrios de generación y demanda logrando amortiguar los valores de frecuencia. Para saber cuantificar este comportamiento se utiliza la constante de inercia H que se mide en segundos esta como ya se ha desarrollado representa el tiempo durante el cual el generador podría suministrar potencia nominal únicamente con su energía cinética.
- **Control de tensión:** Se hace mediante la excitación del rotor, los generadores síncronos pueden absorber o inyectar potencia reactiva como respuesta a las variaciones de tensión en la red. Actúan como reguladores de tensión en tiempo real.
- **Corriente de cortocircuito:** Cuando se produce una falla, estos generadores aportan corriente de cortocircuito de forma inmediata, permitiendo así la actuación rápida de los sistemas de protección.
- **Capacidad de black start:** Hay generadores síncronos, principalmente los usados en centrales hidráulicas, que pueden arrancar sin necesidad de alimentación externa. Esta capacidad los hace elementos imprescindibles para la reposición del sistema tras el colapso total.

Estas propiedades hacen que los generadores síncronos actúen como «anclas» de estabilidad del sistema eléctrico, proporcionando referencias de frecuencia y tensión de forma inherente, sin necesidad de sistemas de control adicionales.

3.2.1.2 INVERSORES

Los inversores son muy comunes ahora en la red puesto que son los habituales en las centrales fotovoltaicas y eólicas, estos se conectan a la red a través de inversores electrónicos de potencia.

Los inversores convierten distintivos tipos de corrientes según la central a la que estén conectados. En centrales fotovoltaicas convierten la corriente continua generada en los paneles solares y en las centrales eólicas convierten la corriente alterna de frecuencia variable producida por los aerogeneradores modernos. Esta corriente la transforma en corriente alterna sincronizada con la red en 50 Hz.

En los inversores hasta la fecha han seguido el modelo de operación grid-following, que como previamente se ha explicado, es un modelo de seguidor de red. Consiste en que el inversor detecta continuamente la tensión y la frecuencia de la red gracias a un lazo de sincronización de fase y a partir del cual ajusta su salida para inyectar la potencia activa programada. Esta función es un paradigma dado que por una parte aprovecha el recurso renovable, pero por otra da limitaciones al sistema:

- **Ausencia de inercia natural:** Al carecer de masa giratoria, los inversores grid-following no frenan espontáneamente las variaciones de frecuencia. En consecuencia, el parámetro RoCoF (Rate of Change of Frequency), el cual es el que mide la velocidad de cambio de la frecuencia en Hz/s, aumenta significativamente ante perturbaciones en sistemas con alta penetración de estas tecnologías.
- **Control de reactiva limitado o rígido:** Un gran porcentaje del parque fotovoltaico español operaba, en el período previo al apagón del 28A, con factor de potencia constante. Esto significa que absorbían o inyectaban potencia reactiva de forma estática, sin capacidad de responder dinámicamente a las variaciones de tensión de la red.
- **Dependencia de la red para operar:** Un inversor grid-following necesita una referencia estable de tensión y frecuencia para funcionar. Si esta referencia desaparece, como ocurre en un colapso total, el inversor se desconecta automáticamente, lo que impide su contribución a la reposición del sistema (black start).

- **Aportación nula de corriente de cortocircuito sustancial:** En comparación con los generadores síncronos, los inversores limitan su corriente de cortocircuito típicamente al 110-150% de su valor nominal, dificultando la detección y el despeje rápido de faltas.

3.2.2. VARIABILIDAD E INTERMITENCIA

Además de sus propiedades eléctricas, la energía eólica y fotovoltaica comparten una característica operativa fundamental que las hace diferentes de la generación convencional. Esta diferencia se da en su producción debido a que no es gestionable a voluntad del operador, sino que depende de la disponibilidad del recurso natural. Esta dependencia se manifiesta en dos fenómenos:

- 1) **Variabilidad:** Esta propiedad hace referencia a los continuos y predecibles cambios en el nivel de producción de las energías renovables a lo largo del tiempo. Lo que implica que la generación no desaparece, sino que varía siguiendo unos patrones naturales. Por un lado, la energía solar produce más al mediodía que al amanecer, también produce más en verano que en invierno y no produce energía por la noche a la ausencia de irradiación solar. Por otro, lado la energía eólica varía según la velocidad del viento a lo largo de los días. Esta variabilidad es prácticamente previsible con predicciones meteorológicas y esto permite al operador del sistema planificar con antelación.
- 2) **Intermitencia:** Esta propiedad hace referencia a las interrupciones abruptas e impredecibles de la generación. Estos cambios de generación son producidos por cambios bruscos en el recurso natural. Un ejemplo en la fotovoltaica sería una nube que cubre todo el campo fotovoltaico. En la eólica una caída del viento o una tormenta se pueden llegar a dar en minutos sin previo aviso. La intermitencia es bastante difícil anticiparla con precisión y lleva al sistema a contar con reservas de generación o mecanismos de respuesta rápida para compensar esos huecos de potencia en tiempo real.

3.2.2.1. CURVAS DE GENERACIÓN

Para saber cómo se manifiesta la variabilidad y la intermitencia de las energías renovables, es necesario entender sus curvas de generación.

Una curva de generación es una representación gráfica de la potencia que genera. Es considerada una herramienta fundamental para el operador de sistema dado que con ella planifica la operación de la red en horizontes de largo y corto plazo.

Tanto la energía solar como la eólica representan curvas de generación con naturalezas muy diferentes. Por un lado, la energía solar presenta un patrón similar el cual está vinculado con las horas de sol mientras que la eólica es dependiente de factores atmosféricos de mayor incertidumbre.

El análisis de ambas fuentes tiene como objetivo de no solo comprender sus limitaciones individuales sino la forma en la que estas dos fuentes de energía se complementan para cubrir diariamente la demanda del sistema eléctrico.

3.2.2.1.1. CURVAS DE GENERACIÓN SOLAR

La curva de generación solar fotovoltaica si la representamos a lo largo de un día tiene forma de campana asimétrica. Las centrales fotovoltaicas no producen energía durante la noche y su generación empieza a subir al amanecer hasta el mediodía solar y esto es muy importante porque el mediodía solar no coincide con las 12:00 h del reloj sino con la hora donde el sol está a elevación máxima, en este punto es cuando la generación fotovoltaica es máxima y a partir de ahí vuelve a bajar hasta el anochecer donde la generación desciende hasta volver a ser 0.

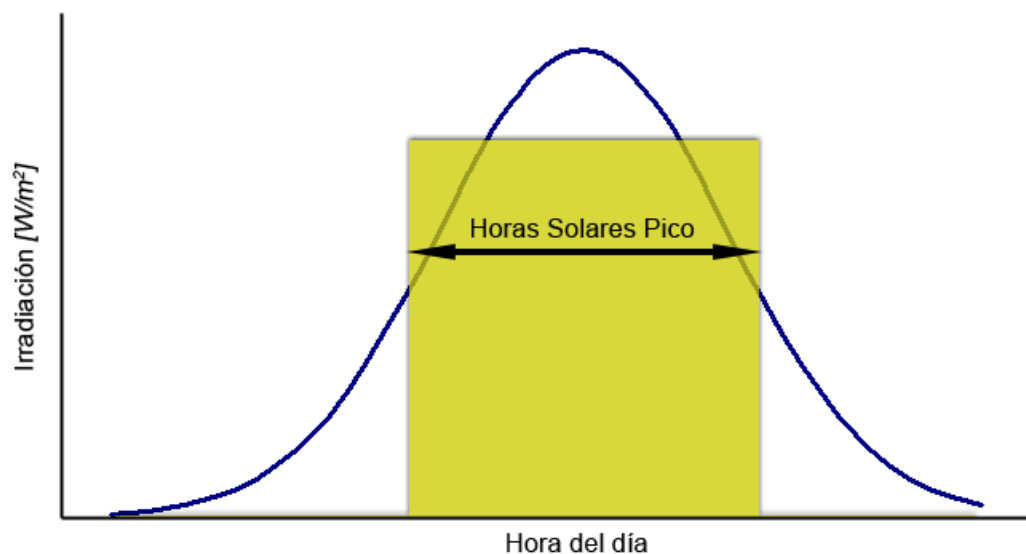


Figura 33. *Curva de irradiancia solar diaria*. Fuente: Demesol. Horas de Sol Pico.

La forma de esta curva es predecible y repetible a lo largo del día a diferencia de la eólica.

La gráfica representa la irradiancia o potencia de la radiación solar en función del tiempo.

La irradiancia se refiere a la cantidad de potencia solar recibida por unidad de área en la superficie terrestre, generalmente expresada en W/m^2 . Evidentemente dependerá de la hora del día, siendo su valor máximo en el mediodía solar. También hay un concepto importante para tener en cuenta que es la irradiación. Esta representa la cantidad de energía solar recibida por unidad de área durante un período de tiempo específico. A diferencia de la irradiancia, que mide la potencia instantánea, la irradiación se refiere a la energía acumulada a lo largo del tiempo. Se suele expresar en Wh/m^2 .

La irradiación de una zona se puede consultar. Como cada día del año cambia la irradiación del sol, en las tablas se da la irradiación G para cada mes del año. Para la irradiación mensual se hace la media de las irradiaciones de todos los días de ese mes.

Además, la irradiación recibida por un panel fotovoltaico depende directamente de su ángulo de inclinación (β) respecto a la horizontal. En España, los ángulos de instalación más habituales son 0° , 30° , 45° y 60° , siendo los de 30° - 35° los que optimizan la captación anual para la latitud peninsular.

Un ejemplo, para saber cómo calcular la radiación solar para una zona como Alicante, solo hay que tomar el dato correspondiente de irradiación (Wh/m^2) de la siguiente tabla:

Irradiación ALICANTE (Wh/m ²)				
MES	G (0)	G (30)	G (45)	G (60)
Enero	2310	3700	4100	4260
Febrero	3080	4340	4630	4650
Marzo	4340	5300	5370	5140
Abril	5260	5630	5380	4860
Mayo	6350	6210	5680	4870
Junio	6880	6450	5770	4810
Julio	6900	6600	5950	5010
Agosto	6090	6300	5920	5230
Septiembre	4930	5760	5720	5360
Octubre	3710	4990	5240	5180
Noviembre	2380	3580	3910	4010
Diciembre	2070	3450	3870	4070

En la tabla se habla de las horas de pico solar (HSP) que representan el número de horas en un día durante las cuales la irradiancia solar alcanza un nivel estándar de 1.000 W/m². Las

HSP son imprescindibles para dimensionar un sistema fotovoltaico porque estas proporcionan una medida de cuanta energía disponible hay en una ubicación determinada.

Las horas de pico solar se pueden calcular, la expresión tiene la siguiente forma:

$$HSP = \frac{G}{I}$$

Figura 34. *Fórmula de las horas solares pico*. Fuente: Circuito eléctrico. Radiación Solar: Diferencia entre Irradiancia, Irradiación y Hora Solar Pico (HSP).

Donde:

- **G:** Es la irradiación para la zona geográfica, se mide en Wh/m²
- **I:** irradiancia media diaria de la hora solar pico, 1000 W/m² (condiciones estándar)

Es importante saber que la curva de demanda depende de diversos factores:

- **Ángulo de incidencia solar:** La potencia que recibe un panel es proporcional al coseno del ángulo entre el rayo solar y la perpendicular al panel. Esto se aprecia en el mediodía solar donde la producción es mayor debido a que el sol está más alto, también por esto se ve cómo la potencia cae rápidamente en las horas de mañana temprana y tarde, aunque haya luz
- **Temperatura:** Aunque sea irónico pero el calor perjudica a los paneles fotovoltaicos, debido a que los paneles fotovoltaicos están compuestos por células de silicio y por ello pierden la eficiencia al aumentar la temperatura. Las eficiencias que pierden es un 0,4/0,5 % por cada grado Celsius que supera los 25°C. Por consiguiente, en verano, aunque sea cuanto más irradiación cae la eficiencia se ve afectada por el calor moderando así el pico de la curva y en días fríos y soleados de primavera u otoño se pueden dar mayor generación que en verano.
- **Nubosidad y aerosoles:** Que se pose una nube en un parque fotovoltaico puede hacer que caiga drásticamente la eficiencia, hasta de un 85%. Esto introduce una

perturbación sobre la curva base en forma de caídas bruscas y recuperaciones rápidas, que son el componente de intermitencia dentro de la curva solar.

- **Orientación e inclinación de los paneles:** Un panel orientado al sur con inclinación óptima genera la curva campana más simétrica y alta. Los paneles con seguimiento solar de un eje aplanan y ensanchan la curva, captando más energía en las horas de mañana y tarde. Los de doble eje la optimizan aún más.

Además, la curva varía según las estaciones del año. Es muy operativamente importante saber la forma que tendrá la curva según la estación del año.

En verano al tener más horas de luz la curva es muy ancha y alta. En esta época, el sol sale pronto, se eleva mucho y se pone tarde. La curva puede tomar valores distintos de cero desde las 6:00 hasta las 21:00. Asimismo, se pueden dar picos que superen los 20.000 MW a nivel nacional. Cabe añadir que la demanda en las horas centrales del día es relativamente moderada.

Ejemplo de energía solar 8 de agosto 2025:

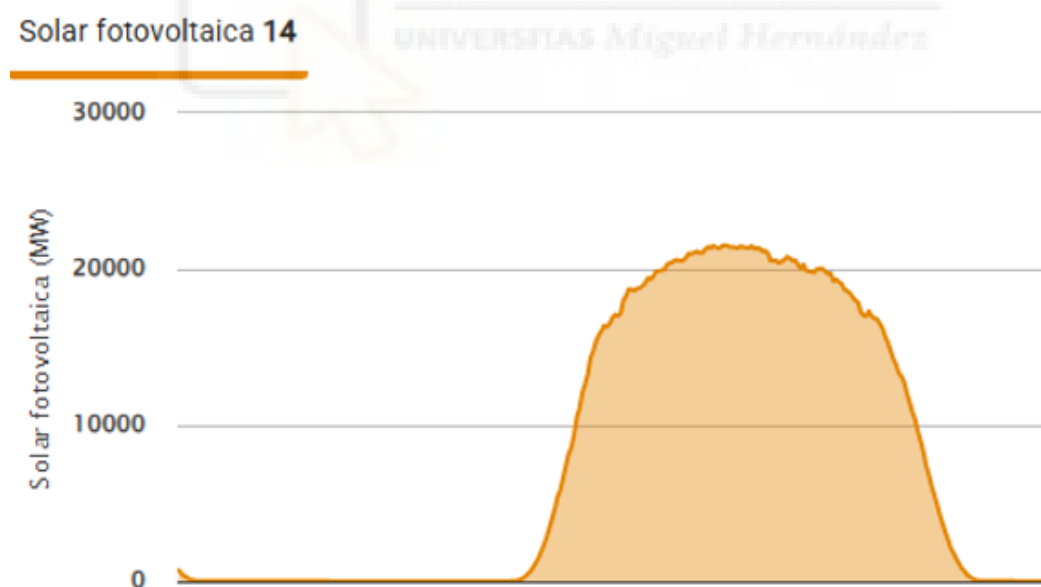


Figura 35. *Curva de generación fotovoltaica agosto 2025.* Fuente: REE. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica.

En invierno la curva de generación solar cambia radicalmente, esta se vuelve estrecha y achatada. Las horas de generación donde la curva es distinta de cero bajan a ser simplemente de 8:00 a 17:30. El sol se eleva menos y los picos se reducen mucho. Cabe señalar que la

demanda en invierno es más alta por calefacción eléctrica y mayor consumo residencial, por lo que la solar cubre una fracción menor de la demanda total.

Ejemplo de energía solar 6 de febrero 2026:

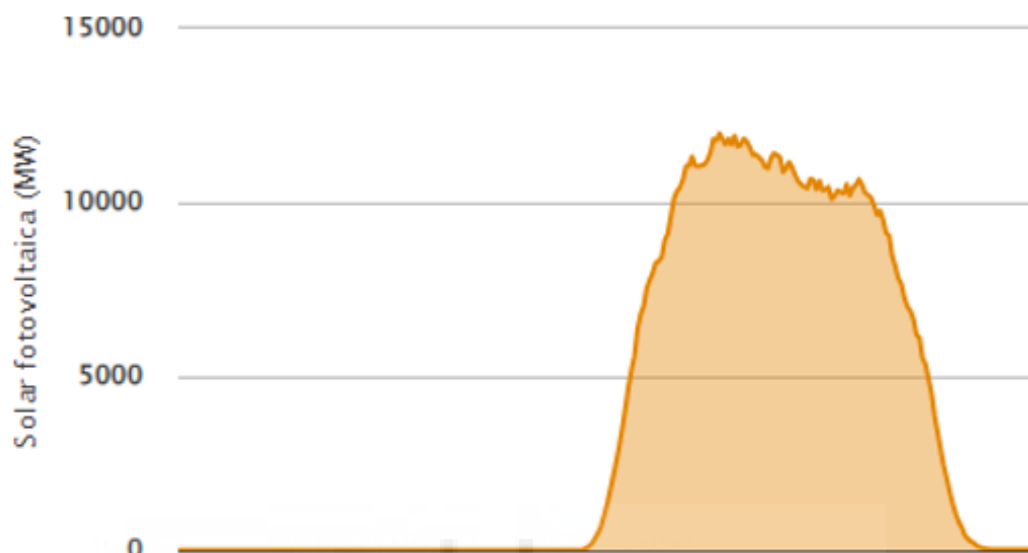


Figura 36. *Curva de generación fotovoltaica febrero 2025*. Fuente: REE. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica.

Con estas dos comparaciones se puede saber que el sistema eléctrico tiene un acceso de solar en verano y un déficit en invierno.

3.2.2.1.2. CURVA DE GENERACIÓN EÓLICA

La curva de generación eólica es distinta a la solar. Esto se debe a que no tiene forma definida ni predecible en un corto plazo. No hay un horario como la curva de generación solar donde haya más energía ni nada. Esa es la principal característica que la define y asimismo la que complica su gestión. La energía eólica depende única y exclusivamente de la velocidad del viento que a partir de ella genera potencia eléctrica.

Si bien es cierto que no se pueden predecir las horas hay una curva técnica fundamental que relaciona el viento con la potencia obtenida esta curva se le conoce como curva de potencia del generador.

En esta curva se representa la velocidad del viento y la potencia eléctrica producida a partir de esta. Tiene la siguiente forma:

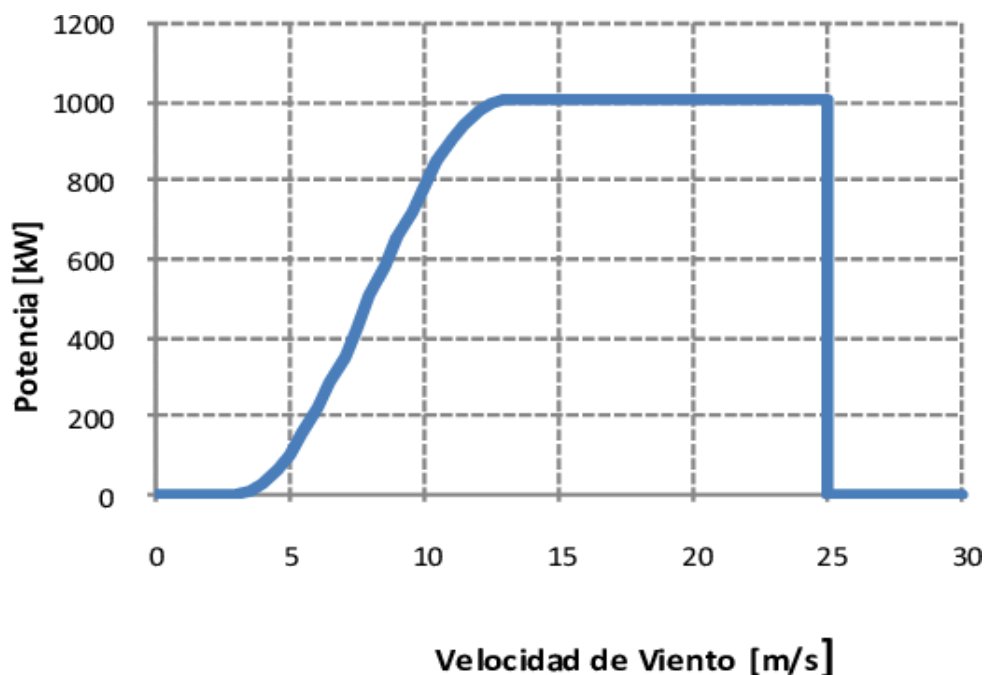


Figura 37. Curva de potencia de un aerogenerador en función de la velocidad del viento.
Fuente: Researchgate. Evaluación de Inversiones en Generación Eólica en Argentina.

Como se puede apreciar en la imagen tiene cuatro zonas:

- 1) **Velocidad de arranque:** Esta es en torno a los 3 o 4 m/s. Cualquier velocidad de viento que esté por debajo de la velocidad de arranque el aerogenerador no tiene energía cinética suficiente para superar las pérdidas mecánicas eléctricas del sistema por lo que es incapaz de producir potencia eléctrica como se ve en la imagen.
- 2) **Zona de crecimiento cúbico:** Esta está entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal del rotor. La potencia como se ve en la imagen crece de forma cúbica al aumentar la velocidad del viento. Para entender la importancia del crecimiento cúbico puede ilustrarse con el siguiente ejemplo: si la velocidad del viento pasa de ser de 6 m/s a 12 m/s la potencia eléctrica generada se multiplicaría por ocho, lo que implica que ante pequeñas variaciones de la velocidad del viento se producen grandes cambios en la producción de potencia eléctrica. También, con estas características se expone la enorme sensibilidad de la energía eólica a las condiciones atmosféricas demostrando lo difícil que es predecir su forma.
- 3) **Zona de potencia nominal:** Esta zona se da cuando el generador ya alcanza su potencia máxima de diseño y la mantiene constante. Para conseguirlo los aerogeneradores utilizan un control de paso de pala el cual gira las palas para reducir

su eficiencia aerodinámica y no sobrecargar el generador, aunque el viento siga aumentando. Esta zona es la de mayor productividad y estabilidad operativa del aerogenerador.

- 4) **Velocidad de corte:** Esta es la zona que se da cuando la velocidad de viento supera lo que el aerogenerador puede soportar y provoca que se desconecte para así evitar daños estructurales. En la imagen la producción de energía eléctrica se muestra cómo la generación cae a cero de forma instantánea. Es de importancia crítica saber que si se llega a este punto representa un gran riesgo para la estabilidad de la red porque un gran aumento de la velocidad del viento de forma repentina puede llegar a desconectar miles de MW en cuestión de minutos.

Además, es importante saber los patrones del viento del sistema eléctrico español en una serie de intervalos de tiempo para así poder deducir su planificación.

Como punto de partida, se observa la variación horaria. El viento tiene, aunque no tan marcados como la solar, ciertos patrones diarios. En las zonas interiores de la península el viento tiende a ser algo más intenso durante las horas centrales del día y esto se debe al calentamiento de la superficie terrestre. Sin embargo, esto no es una regla fiable porque los sistemas de presión atmosférica a escala sinóptica (frentes, borrascas, anticiclones) dominan completamente sobre estos patrones locales.

Por otra parte, se encuentra la variación estacional que en este se identifican patrones más claros y relevantes para la planificación.

En otoño e invierno, que son las estaciones donde hay más borrascas especialmente en el norte y noroeste de España (Galicia, Castilla y León, Navarra y La Rioja). En estas zonas se registran sus mejores factores de capacidad en esas estaciones. En un punto de vista estratégico es bastante útil porque es cuando la energía solar es débil.

En primavera las condiciones son irregulares, pero generalmente buenas puesto que todavía cuenta con borrascas activas.

En cuenta a verano los anticiclones estivales dominan la Península y el viento es significativamente más escaso, precisamente cuando la demanda de refrigeración es alta y cuando la solar está en su pico, pero esta coincidencia no es favorable para el sistema.

Esta complementariedad estacional entre solar y eólica es uno de los argumentos más sólidos a favor de combinar ambas tecnologías dado que la eólica compensa el invierno débil de la solar, y la solar compensa el verano débil de la eólica.

La energía solar y eólica se complementan no solo de forma estacional, sino que también de forma diaria.

La energía solar genera exclusivamente de día, con pico al mediodía. La energía eólica, en cambio, puede generar en cualquier momento, pero con frecuencia es más intensa durante la noche y las horas de menor insolación, cuando los gradientes térmicos son distintos. En muchos días de invierno el patrón es eólica fuerte durante la noche y la madrugada, y solar que coge el relevo a media mañana.

En términos de curva de demanda neta, la eólica nocturna es especialmente valiosa porque cubre la demanda en horas en las que ninguna otra renovable puede hacerlo.

España dispone de una geografía especialmente favorable para la energía eólica, aunque muy heterogénea según la región:

- **Galicia y Cantábrico:** vientos atlánticos constantes y moderados, muy buenos factores de capacidad anuales. Históricamente el corazón de la eólica española.
- **Castilla y León y La Rioja:** los valles canalizan el viento con gran regularidad. Alta densidad de parques.
- **Aragón y Navarra:** el Cierzo, viento del noroeste que desciende del Pirineo, genera condiciones muy productivas, aunque también muy variables.
- **Andalucía y estrecho de Gibraltar:** el Levante y el Poniente en el Estrecho hacen de esta zona una de las más productivas de Europa, con factores de capacidad excepcionalmente altos.
- **Interior peninsular (La Mancha, Extremadura):** vientos menos intensos, pero más regulares, donde los aerogeneradores de baja velocidad de arranque están ganando protagonismo.

Luego está el efecto de agregación geográfica que es cuando no hay viento en una zona, por ejemplo, Galicia, se compensa con el viento de otra zona, por ejemplo, Aragón. Esto hace que a escala nacional la curva de generación agregada y suaviza las variaciones locales.

Este efecto es el responsable de que en España la generación eólica es más estable que la de países más pequeños o geográficamente homogéneos.

Por último, es importante analizar las consideraciones técnicas para utilizar la energía eólica en el sistema eléctrico español:

- **Previsión meteorológica como herramienta operativa:** REE utiliza modelos de predicción eólica con horizontes de hasta 72 horas para planificar la operación del sistema. La precisión de estas predicciones ha mejorado enormemente en la última década, pero sigue siendo el eslabón más débil en la gestión de la eólica.
- **Reservas de regulación:** El sistema debe mantener reservas secundarias y terciarias proporcionales a la cantidad de eólica en el mix. Con ellas se puede compensar desviaciones respecto a la previsión en tiempo real.
- **Interconexiones:** Las exportaciones e importaciones con Francia y Portugal son una válvula de escape cuando la eólica es excesiva o insuficiente. Sin embargo, las interconexiones españolas siguen siendo insuficientes para el tamaño del sistema renovable que se está instalando.

3.2.2.2. RAMPAS DE SUBIDA/BAJADA

Identificar el problema de estas fuentes representa, en la actualidad, uno de los mayores retos operativos del sistema eléctrico y esto son las rampas de generación.

Una rampa de generación es un cambio brusco que se produce rápidamente en la producción de una central ya sea eólica o solar. Esta rampa según las condiciones atmosféricas puede ser o de subida o de bajada.

Las rampas como se ha mencionado es cuando el cambio se produce rápidamente esto es así porque si el cambio se produce de forma gradual, aunque sea brusco no sería gran problema porque el operador del sistema sería capaz de anticiparlo y gestionarlo. Por lo que hay que entender que una rampa es un cambio de un gran volumen de potencia que sucede en un intervalo de tiempo pequeño y obliga a otros generadores a compensarlo prácticamente en tiempo real.

La magnitud de una rampa se mide en MW/minuto o MW/hora, y es precisamente esa velocidad de cambio lo que la hace peligrosa para el equilibrio entre generación y demanda.

3.2.2.2.1. TIPOS DE RAMPAS

- **Rampa solar predecible:** La generación solar tiene dos rampas una de subida al amanecer y otra de bajada al anochecer. La rampa de subida al amanecer provoca que la producción de fotovoltaico pase de ser cero para producir su valor máxima en pocas horas. Al anochecer la rampa pasa a ser de bajada provocando que la generación solar caiga repentinamente y pase a ser cero también en pocas horas. Esta bajada coincide además con el inicio del periodo de mayor demanda residencial (vuelta a casa, cocina, iluminación), lo que provoca que la demanda neta del sistema suba de forma muy pronunciada y simultánea. Un ejemplo donde esta rampa es un problema es la rampa vespertina solar.
- **Rampa vespertina solar:** Este es un problema recurrente y estructural debido a que cada año crece conforme se instala más fotovoltaica. Para entenderlo se va a poner de ejemplo la primavera de 2024 en ese momento la energía solar llegó a cubrir más del 50% de la demanda del sistema al mediodía. Al anochecer la producción potencia eléctrica en las centrales fotovoltaicas pasa a ser cero, eso implica que el

sistema se vea obligado a incorporar una gran cantidad de energía en muy poco tiempo

- **Rampas eólicas impredecibles:** A diferencia de las solares, las rampas eólicas no tienen un horario fijo ni una causa estructural predecible. Se producen por cambios meteorológicos que afectan a la velocidad de aire como frentes atmosféricos o cambios en la masa de aire y en cuanto a las curvas eólicas hay dos tipos:
 - **Rampa de subida eólica:** Se da cuando un frente activo entra en la Península, este provoca que en pocas horas la generación eólica nacional aumente de tal forma que puede pasar de valores mínimos a superar los 15.000 MW. En esta situación el sistema debe absorber ese exceso reduciendo la producción de otras fuentes, exportando a Francia o Portugal, o activando el bombeo hidráulico.
 - **Rampa de bajada por velocidad de corte:** Esta es aún más peligrosa dado que, como se ha explicado en la curva de potencia del aerogenerador, cuando llega a la velocidad de corte el aerogenerador se desconecta por seguridad de forma casi instantánea. Si un temporal afecta a una zona con gran concentración de parques eólicos, el sistema puede perder miles de megavatios en minutos. Este evento es el escenario que más exige a los mecanismos de respuesta rápida del sistema.

3.2.2.2.2. IMPLICACIONES EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Las rampas afectan a dos parámetros de la red que son fundamentales para la estabilidad de esta: la frecuencia y la tensión.

El problema que representan las rampas es de interés primordial y debe tenerse muy en cuenta. Debido a que cuando se produce una rampa, si el sistema no reacciona con la suficiente rapidez provoca un desequilibrio entre la generación y la demanda puede llegar a activar los sistemas de protección desencadenando así desconexiones en cascada y eso se tradujo en una caída total del sistema.

De este modo, a medida que crece la penetración renovable, la gestión de rampas se ha convertido en uno de los criterios más determinantes al dimensionar las reservas del sistema y de planificar qué tecnologías deben estar disponibles en cada momento.

3.2.2.3. EFECTO "DUCK CURVE"

La duck curve es una gráfica donde se muestra cómo varía la demanda en una red eléctrica a lo largo del día, en especial en sistemas con alta penetración de energía solar.

Su nombre se debe a que la curva resultante tiene la forma del perfil de un pato, con una barriga pronunciada en las horas centrales del día y un pico al atardecer. Así se ve la gráfica:

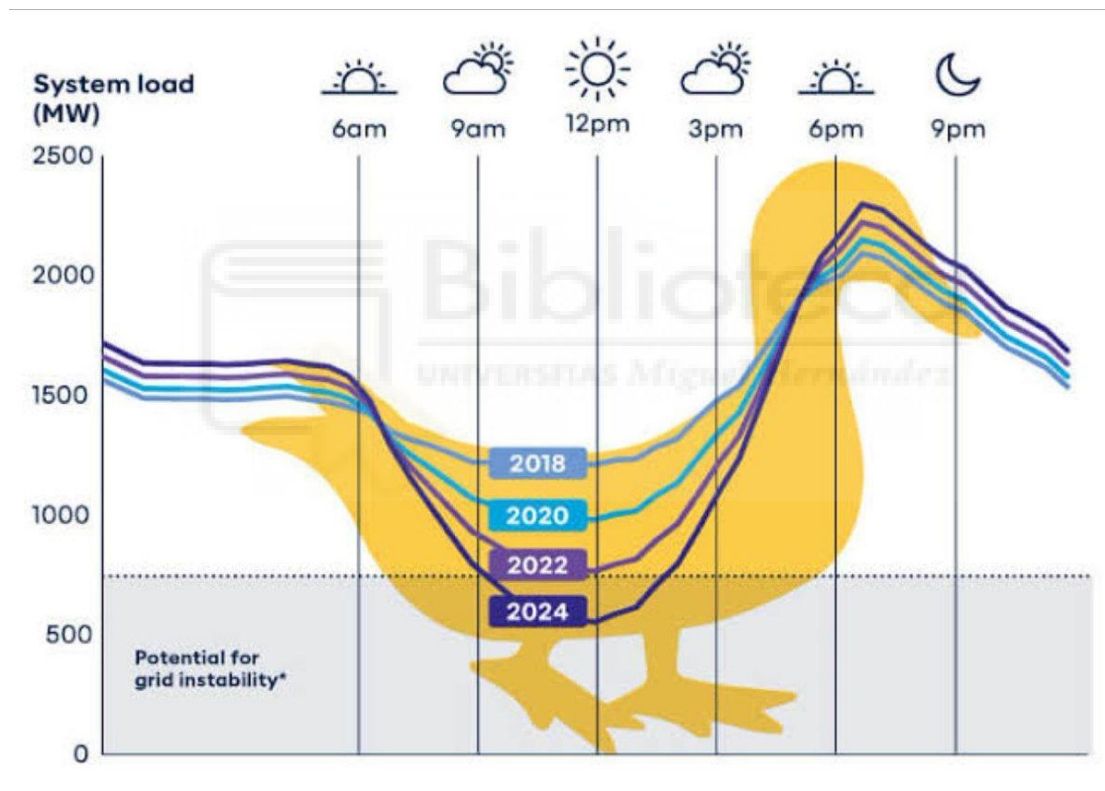


Figura 38. *Duck curve (curva del pato): evolución de la carga neta del sistema entre 2018 y 2024, con el valle central cada vez más profundo y el riesgo de inestabilidad de red marcado.* Fuente: FIDE. ¿Qué es la curva solar de pato (solar duck curve)?

Esta representación fue popularizada por primera vez por el operador independiente de sistemas de California (CAISO) para visualizar cómo la incorporación de energía solar alteraba los patrones de demanda eléctrica.

La demanda eléctrica se alteraba porque en las horas de sol especialmente entre las 10:00 y las 16:00 la producción solar es tan alta que reduce significativamente la demanda energética de la red. Por consiguiente, al llegar el anochecer que es cuando desaparece la generación solar, la demanda de energía convencional se dispara rápidamente. Este brusco incremento se representa como el cuello del pato en la curva.

3.2.2.3.1. IMPLICACIONES EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Es primordial analizar las consecuencias de la variación de demanda producida por el sol.

- **Sobrecarga en las horas solares:** La generación solar puede ser tan abundante durante el mediodía que se puede llegar al caso en el que la red no puede absorber toda la electricidad generada. Lo que se puede traducir en desequilibrios, desperdicio de energía e incluso a desconexiones forzadas de instalaciones fotovoltaicas para evitar sobrecargas.
- **Necesidad de respaldo rápido:** Cuando el sol se pone y cae la producción renovable, la red necesita suplir rápidamente esa energía mediante fuentes convencionales como el gas o la hidráulica. Este cambio brusco requiere tecnologías que puedan adaptarse con gran rapidez, lo que complica la planificación y encarece el proceso.
- **Impacto en la estabilidad de la red:** El constante sube y baja de la curva implica una mayor complejidad en la gestión del equilibrio entre oferta y demanda. Esto puede poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico si no se toman medidas preventivas adecuadas.

3.2.2.3.2. COMO AFECTA LA DUCK CURVE AL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

España está también afectada por este fenómeno dado que actualmente en la red hay una gran cantidad de centrales fotovoltaicas conectadas al sistema. Según un análisis de Isotrol, en ciertas fechas del año (especialmente en primavera y otoño, cuando el consumo es bajo y la producción solar alta), ya se están detectando curvas similares.

Además, el crecimiento del autoconsumo fotovoltaico y la generación distribuida está acelerando este fenómeno en distintas comunidades autónomas.

3.2.2.3.3. SOLUCIONES PARA MITIGAR EL EFECTO DUCK CURVE

Las soluciones que se han puesto a prueba para mitigar este efecto son las siguientes:

- **Almacenamiento de energía:** Una de las herramientas clave para afrontar la duck curve es el uso de baterías u otras tecnologías que permiten el almacenamiento de energía. Si logramos almacenar la energía solar generada durante el día podremos disponer de energía eléctrica generada en plantas fotovoltaicas por la noche, suavizando así la curva de demanda. Además de las soluciones individuales, cada vez más se habla del papel de las baterías a gran escala o sistemas de almacenamiento colectivos para equilibrar la red.
- **Gestión inteligente de la demanda:** El concepto de gestión de la demanda implica incentivar o automatizar el consumo eléctrico en los momentos donde la generación renovable es mayor. Esta estrategia puede ser especialmente potente si se apoya en tecnologías de smart grid o red inteligente, que permiten ajustar el consumo de forma dinámica y coordinada.
- **Flexibilidad en la red y nuevos modelos energéticos:** Para adaptarse a los nuevos retos, también se están explorando enfoques como el de la generación distribuida, que permite que cada usuario pueda producir y consumir su propia energía de forma más eficiente y controlada. Sin embargo, si no se gestiona correctamente, también puede contribuir al efecto duck curve. Esto demuestra por qué es clave avanzar hacia un

sistema energético más descentralizado, flexible y digitalizado, donde la coordinación entre productores, consumidores y la red sea constante.

El efecto duck curve es un síntoma del éxito de las energías renovables, pero también un recordatorio de que la transición energética requiere innovación constante.

3.3. RETOS PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Se analizó como el aumento de generación de energía a base de inversores proporciona varios retos técnicos que afectan a la estabilidad del sistema.

Estos retos con el sistema tradicional no existían por lo que para poder conservar la estabilidad y hacer frente es necesario analizarlos y comprenderlos.

3.3.1. REDUCCIÓN DE INERCIA Y EL AUMENTO DE ROCOF

La inercia es una propiedad física que permite resistir a los cambios bruscos de frecuencia cuando se da un desequilibrio entre generación y demanda. En los sistemas convencionales predominaban los generadores síncronos, que al poseer masas giratorias aportan inercia natural a la red almacenando energía cinética y liberándola cuando se producen estas variaciones.

Esta propiedad se cuantifica a partir de la constante de inercia (H), que expresa el tiempo en segundos durante el cual un generador puede mantener su potencia nominal exclusivamente con la energía cinética almacenada en su rotor. En las máquinas síncronas los valores típicos son 2 y 10 segundos mientras que en los inversores de potencia usados en centrales eólicas fotovoltaicas al no poseer masa giratoria no contribuyen a la inercia del sistema.

El crecimiento de renovable lleva a la disminución de inercia en la red hace que un concepto que previamente no era muy importante coja un gran peso y el RoCoF (Rate of Change of Frequency). El RoCoF o tasa de cambio de frecuencia, mide que tan rápido cambia la frecuencia cuando se produce un desequilibrio entre generación y demanda. Se expresa en Hz por segundo y es inversamente proporcional a la frecuencia.

Es decir, los sistemas con menos inercia experimentan cambios más rápidos por ello lo dicho anteriormente que al disminuir la inercia de la red el RoCoF ahora está aumentando y es un aspecto para tener muy en cuenta puesto que su monitoreo es cada vez más importante con la alta penetración de renovables. Una RoCoF alta puede activar protecciones y es un indicador de estrés del sistema.

La RoCoF es una derivada temporal de la frecuencia del sistema eléctrico (df/dt) y sirve para entender la robustez de una red eléctrica

El valor inicial de df/dt es el RoCoF instantáneo justo después de que se produzca un desequilibrio de potencia en el sistema eléctrico (por ejemplo, la desconexión de un generador o el disparo de una carga), antes de que actúe cualquier sistema de control. El RoCoF se calcula de la siguiente manera [59]:

$$RoCoF|_{t=0^+} = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} \cdot \frac{f_0}{2 \cdot H}$$

Figura 39. *Fórmula del RoCoF*. Fuente: ENTSO-E. Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF).

Donde:

- **0⁺**: Es el instante justo después de la desconexión de la carga o de la generación.
- **$\Delta P_{imbalance}$** = **$P_{generacion}-P_{demanda}$** : representa el equilibrio de generación y demanda.
- **P_{LOAD}** : Es la potencia total de carga del sistema (la demanda total) y sirve para normalizar el desequilibrio de potencia respecto al tamaño del sistema.
- **f_0** : Es la frecuencia nominal del sistema eléctrico (50 Hz en la red española).
- **H** : Es la constante de inercia

Como el RoCoF es una derivada temporal, es preciso definir cómo calcularlo tanto en estudios de simulación fuera de línea (RMS) como a partir de medidas reales del sistema eléctrico.

Además, conviene destacar que un enfoque incorrecto al calcular el RoCoF puede llevar a evaluaciones erróneas o malentendidos. En siguiente la gráfica se muestra un ejemplo del efecto de la selección del filtrado en la evaluación del RoCoF [59]:

- Para el “evaluador 1”, el RoCoF en la curva marrón alcanza picos alrededor de ± 2 Hz/s.
- Para el “evaluador 2”, las mismas mediciones muestran un RoCoF que no supera $\pm 0,2$ Hz/s.

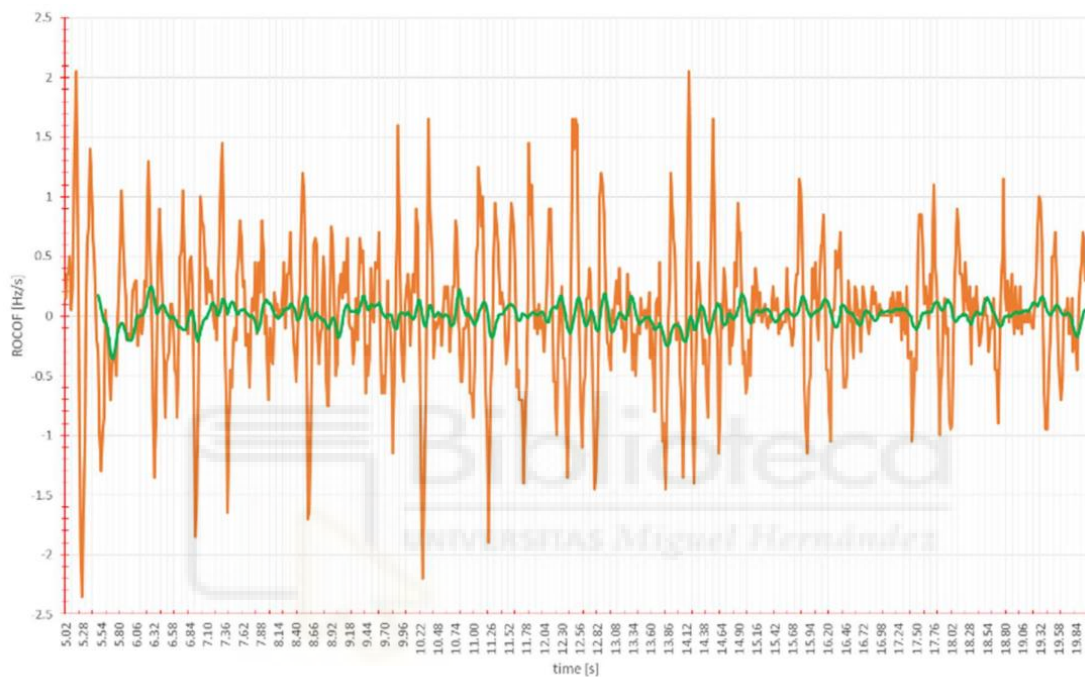


Figura 40. Gráfico del RoCoF medido en tiempo real durante un periodo del sistema: valores instantáneos en naranja y media deslizante 500 ms en verde, rango $\pm 2,5$ Hz/s. Fuentes: ENTSO-E. Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF).

Un RoCoF elevado puede superar los umbrales de disparo de las protecciones antes de que la regulación primaria tenga tiempo de actuar, comprometiendo la estabilidad del sistema y provocando un cero energético. En el sistema eléctrico español el RoCoF ha aumentado por la masiva penetración de renovables por lo que es crítico controlarlo y asegurarnos que no siga aumentando.

3.3.2. DEBILIDAD DE LA RED POR BAJO SCR EN ZONAS DE ALTA FOTOVOLTAICA

El SCR (Short Circuit Ratio) ha sido el indicador más extendido para calcular la fortaleza del sistema de potencia. Este es una métrica que tradicionalmente ha representado la rigidez de tensión de una red eléctrica, definido como la relación entre la potencia de cortocircuito disponible en ese nudo y la potencia nominal del generador conectado.

El valor del SCR es importante debido a que las áreas de bajo SCR indican condiciones de baja fortaleza del sistema, lo que puede agravar perturbaciones y disturbios del sistema y potencialmente afectar la coordinación de los sistemas de protección y los ajustes de los relés.

El Essential Reliability Service Working Group (ERSWG) y NERC han concluido que la transición en la mezcla de recursos de generación tiene un impacto profundo en la fiabilidad de la transmisión y requerirá consideraciones en política energética, planificación del sistema y operación del sistema a medida que evolucione dicha mezcla de recursos. Algunas preocupaciones específicas son el comportamiento de la tensión, la respuesta en frecuencia y la estabilidad del sistema (es decir, la recuperación retardada de la tensión inducida por fallos, además de la estabilidad de tensión) [60].

La fortaleza de cortocircuito del sistema se mide calculando la relación de cortocircuito en el punto de interconexión de un recurso. El SCR se usa para poder comprender las implicaciones en la fiabilidad y también cuantificar los riesgos asociados con una alta integración y penetración de inversores en el sistema eléctrico a gran escala.

La fortaleza de un sistema con tecnologías basadas en inversores no es tan alta como la fortaleza de los sistemas de generación convencionales. El SCR es una medida de evaluación preliminar para identificar áreas débiles de la red dentro del sistema eléctrico en un punto específico ya sea un nodo o una barra por lo que en un sistema compuesto por numerosos generadores y líneas de transmisión tendrá un SCR diferente en cada barra.

El SCR se puede determinar en un proceso de dos pasos. El primer paso consiste en un análisis clásico de fallas trifásicas en el bus de interconexión/colector donde una fuente bajo estudio está conectada a la red.

El segundo paso se calcula la relación entre la capacidad de cortocircuito en el bus de interconexión. Este paso es donde se encuentra la fuente de corriente de falla, y la potencia nominal en megavatios de dicha fuente de corriente de falla.

Con base en esta definición, el SCR se expresa mediante:

$$SCR = \frac{S_{SCMVA}}{P_{RMW}}$$

Figura 41. *Fórmula SCR*. Fuentes: ENTSO-E. Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF).

Donde:

- **SSCMVA:** Corresponde a la capacidad de cortocircuito en MVA en el bus de la red existente antes de la conexión de la nueva fuente de generación,
- **PRMW:** Corresponde al valor nominal de potencia en megavatios de la nueva fuente conectada.

En las zonas de alta penetración fotovoltaica, como el sur de la Península Ibérica, hay una combinación de red de transporte con un gran volumen de generación distribuida y eso reduce el SCR. Por lo que los grid-following, que son la configuración más común en la fotovoltaica actual, son especialmente vulnerables a esa bajada a SCR. Esto se debe a que su control depende de una tensión de referencia estable proporcionada por la red. Cuando esta referencia se degrada, el comportamiento del inversor puede volverse inestable o provocar desconexiones no deseadas, agravando la situación que pretendían tolerar.

3.3.3. OSCILACIONES POCO AMORTIGUADAS

En un sistema eléctrico de potencia interconectado, los generadores síncronos operan en equilibrio siempre y cuando la potencia generada coincida con la potencia demandada y todos los motores estén girando a la velocidad angular de sincronismo es decir a la velocidad marcada por la frecuencia que en España son 50 Hz.

Sin embargo, ese equilibrio se puede romper lo que puede provocar que los motores del sistema bajen o aumenten su velocidad de giro respecto a la de sincronismo. Cuando esto sucede las fuerzas de sincronización del sistema, transmitidas a través de las líneas eléctricas, actúan como muelles elásticos que intentan devolver los rotores a su posición de equilibrio. Sin embargo, la inercia de las masas giratorias hace que estos sobrepasen dicho punto, generando variaciones periódicas de baja frecuencia normalmente por debajo de 1 Hz y a esta variación es a lo que llamaron una oscilación. Estas oscilaciones se descubrieron inmediatamente una vez que múltiples generadores se conectaron en paralelo para aumentar la potencia y la fiabilidad. Así es como se ven:

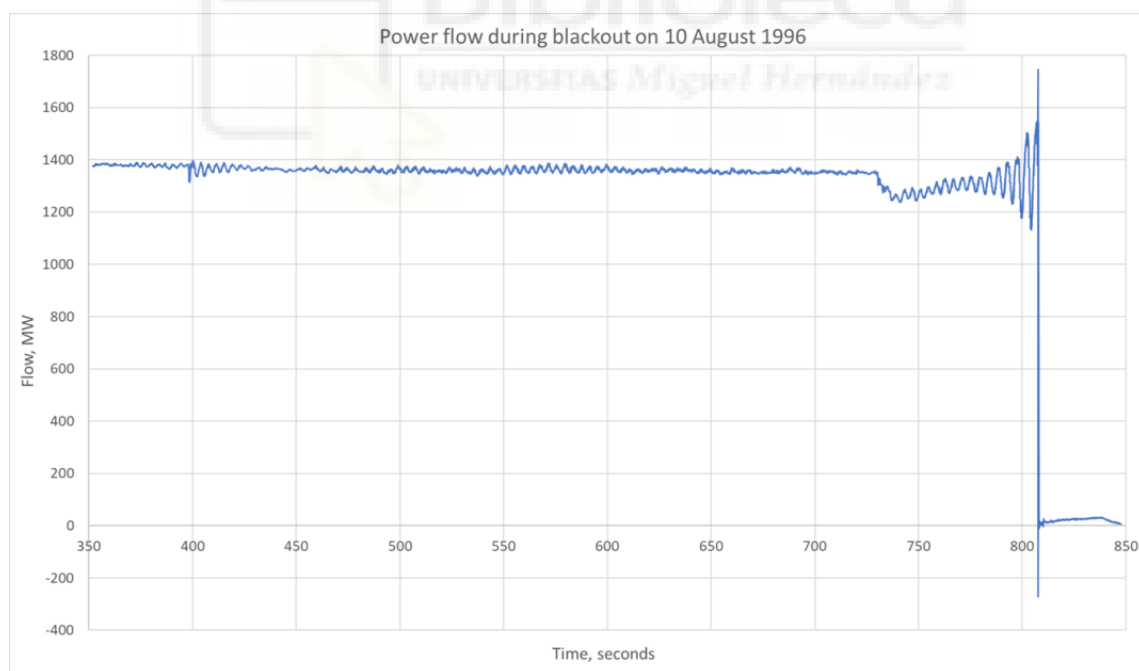


Figura 42. *Representación de una oscilación.* Fuente: TRIPLENLACE. Las oscilaciones en la red eléctrica son un gran desafío de la estabilidad energética.

Una oscilación es un fenómeno natural y común en los sistemas electrónicos de potencia como la red española. De este modo, los sistemas electrónicos de potencia han sido diseñados para que estas no solucionen un problema. Si el sistema tiene el amortiguamiento suficiente estas oscilaciones se extinguen progresivamente, no obstante, en caso contrario pueden llegar a crecer hasta provocar una caída del sistema.

Identificar el origen de la inestabilidad en una red suele ser muy difícil dado que pequeñas variaciones del flujo (como de 10 MW) pueden llevar a un sistema de modo estable con oscilaciones decrecientes a unos donde las amplitudes crecen con el tiempo. El operador del sistema a menudo no llega a recibir advertencias de que la red está cerca del límite de amortiguamiento.

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) clasifica las oscilaciones de la red en varias categorías [61]:

- **Oscilaciones del sistema (naturales):** Cambios de baja frecuencia en el ángulo del rotor provocados por desequilibrios de potencia. Estas pueden ser:
 - **Locales:** Oscilaciones de un generador causadas por cargas pesadas que interactúan con el control del generador.
 - **Intra-planta:** Oscilaciones entre unidades dentro de una planta de energía debido a interacciones de control y configuraciones deficientes.
 - **Inter-área:** Oscilaciones entre partes coherentes del sistema debido a líneas de interconexión débiles (0,15–1,00 Hz).
 - **Torsionales:** Oscilaciones de frecuencia relativamente alta (pero aún por debajo de la frecuencia de línea) debido a la resonancia entre líneas de transmisión con alto nivel de compensación de voltaje y las resonancias mecánicas de los generadores de turbina (también conocidas como resonancia subsíncrona, 5,00–50,00 Hz).
- **Oscilaciones forzadas:** Oscilaciones debidas a fuerzas externas inyectadas, como equipos defectuosos.

Las oscilaciones que hay en un sistema eléctrico de potencia se describen mediante las **ecuaciones de oscilación de Park**, que modelan la dinámica del rotor de un generador síncrono. La ecuación fundamental, conocida como *swing equation*, es:

$$\frac{2H}{\omega_s} \cdot \left(\frac{d^2}{dt^2} \delta \right) = P_m - P_e$$

Donde:

- **H:** Es la constante de inercia del generador (en segundos)
- **ω_s :** Es la velocidad angular síncrona (314 rad/s para 50 Hz)
- **δ :** Es el ángulo del rotor
- **P_m :** Es la potencia mecánica de entrada
- **P_e :** Es la potencia eléctrica entregada a la red

Cuando el sistema presenta múltiples generadores interconectados, aparecen los modos de oscilación inter-área, en los que grupos de generadores de distintas zonas geográficas oscilan entre sí. Estos modos tienen frecuencias típicas de 0,1 a 0,8 Hz y son los más peligrosos para la estabilidad, puesto que se amortiguan con dificultad cuando la inercia del sistema es reducida.

La estabilidad de las oscilaciones se cuantifica mediante el criterio de amortiguamiento. El cual se expresa mediante el coeficiente de amortiguamiento adimensional (ζ), el cual determina si las oscilaciones se atenúan o se amplifican con el tiempo:

$$\zeta = \frac{D}{2 \cdot \sqrt{KM}}$$

Donde:

- **D:** Es el coeficiente de amortiguamiento del sistema
- **K:** Es el coeficiente de sincronización (rigidez eléctrica)

- $M = 2H/\omega_s$: Es la constante de inercia normalizada

Un valor $\zeta < 0,05$ indica oscilaciones pobremente amortiguadas, consideradas críticamente peligrosas según los criterios del ENTSO-E.

En el contexto del 28A, la drástica reducción de generación síncrona convencional ese día implicó valores de H y D anormalmente bajos. Esto significó una reducción de ζ hasta niveles en los que las oscilaciones inter-área, en lugar de atenuarse, se amplificaron y contribuyeron al desencadenamiento del colapso.

Con el crecimiento de los sistemas de energía, más concretamente con el crecimiento automático del voltaje. La retroalimentación rápida de estos sistemas tuvo el efecto secundario de reducir el amortiguamiento, por lo que se añadieron estabilizadores del sistema de potencia para amortiguar las oscilaciones.

En las décadas de 1950 y 1960, la industria eléctrica consolidó las redes en sistemas cada vez más grandes para mejorar la fiabilidad y lograr economías de escala. Sin embargo, las oscilaciones se convirtieron en un problema importante, y algunas interconexiones fueron abandonadas hasta que llegaron medios asincrónicos de conexión de sistemas en forma de enlace [61].

Actualmente, en el sistema se está produciendo una fuerte integración de fuentes de energía renovables como las ya vistas solar y eólica, estas no aportan inercia a la red de forma natural por lo que hay menos amortiguación lo que puede desencadenar en apagones.

Esto ha llevado al desarrollo de tecnologías como los inversores que forman la red y los condensadores síncronos para proporcionar la inercia necesaria y mantener la estabilidad del sistema.

3.3.4. NUEVO FENÓMENO: "COLAPSO POR SOBRETENSIÓN"

Históricamente los grandes apagones que se han dado compartían un mismo origen de colapso, este era un desequilibrio entre generación y demanda que provocaba una caída progresiva de la frecuencia y tensión que llegaban hasta el punto de que el sistema no era capaz de mantenerse en operación. Lo que implica que eran causa del déficit energético, es decir, que la generación insuficiente para cubrir toda la demanda.

El apagón producido en España el 28 de abril de 2025 rompió el esquema debido a que tuvo una causa totalmente nueva y hasta el momento desconocida en el contexto europeo. El apagón registrado fue un colapso por sobretensión, para ser más concreto fue un exceso de tensión que desencadenó la cascada de desconexiones, todo lo contrario que los apagones vistos hasta ahora que fue por falta de esta.

Para comprender este suceso conviene recordar que el sistema eléctrico español controla la tensión gestionando la potencia reactiva. Esto implica que cuando hay exceso de reactiva la tensión sube y cuando falta reactiva la tensión baja. Cabe señalar que son los generadores síncronos los que se encargan de absorber e inyectar potencia reactiva a la red según las necesidades de esta.

Una vez definida la dependencia del voltaje, se define la sobretensión. Una sobretensión como su propio nombre indica corresponde a un aumento breve e imprevisto del voltaje por encima del nivel estándar. Estos picos, que duran desde microsegundos hasta milisegundos, pueden alcanzar miles de voltios y causar daños en dispositivos electrónicos sensibles.

Si las sobretensiones son constantes pueden ir dañando las componentes de la infraestructura donde esta se produzca. Conocer la naturaleza de estas es necesario para entender que medidas y protecciones para tener en cuenta.

Existen dos tipos de sobretensiones:

1. **Sobretensiones permanentes:** Estas se mantienen en el tiempo, suele ser durante varios ciclos e incluso horas. Suelen deberse a un fallo en la red de distribución, siendo la causa más común la rotura del conductor de neutro. Cuando esto ocurre, la tensión

en las viviendas puede subir de los 230 V a los 400 V de forma sostenida lo que puede ser dañino para los electrodomésticos conectados.

2. **Sobretensiones transitorias:** Estas son picos de muy corta duración, pero de magnitud inmensa. Pueden ser causadas por el impacto descarga atmosférica (un rayo) o por conmutaciones en la red eléctrica. Un protector contra sobretensiones transitorias es el encargado de desviar esta energía masiva a tierra antes de que llegue a los equipos.

Viendo estos dos puntos se puede concluir que la diferencia en los tipos de sobretensiones radica en la duración y la intensidad. Para protegerse las permanentes requieren un corte de suministro para proteger, las transitorias requieren una derivación a tierra ultra rápida.

A partir del concepto anterior, se define el colapso por sobretensión. Este se produce cuando el sistema sufre un exceso de potencia reactiva no controlada, dado que el exceso eleva la tensión provocando que los elementos de protección de los generadores actúen desconectándolos automáticamente para evitar así daños en la infraestructura.

Cuando se desconectan aumentan aún más el exceso de reactiva lo que lleva a que la tensión sea aún mayor provocando más desconexiones. Este bucle de retroalimentación positiva se autoperpetúa y acelera hasta que el sistema colapsa por completo, de ahí viene el término ‘desconexión en cascada’.

En definitiva, el colapso por sobretensión corresponde a un nuevo término porque es lo contrario a lo visto hasta ahora que eran colapso por falta de tensión y reactiva. El informe factual de ENTSO-E, elaborado por un panel de 45 expertos de operadores de sistemas de transporte y autoridades reguladoras de toda Europa, relata que es la primera vez que una serie en cascada de desconexiones de componentes de generación, junto con aumentos de tensión, ha formado parte de la secuencia de acontecimientos que ha provocado un apagón en la zona síncrona de Europa continental. El presidente del comité de ENTSO-E, Damián Cortinas, fue explícito al respecto: el colapso del sistema eléctrico peninsular por efecto en cascada de sobretensión es un fenómeno nuevo, del que no se ha encontrado ninguna mención de este tipo de apagón en ningún lugar del mundo.

3.4. ADVERTENCIAS PREVIAS

El cero energético del 28 de abril no fue un susto de repente ni mucho menos, hubo varias señales de alerta. En los años anteriores tanto a escala como escala nacional se habían registrado por diferentes organismos tanto técnicos como industriales, varios riesgos en el sistema los cuales escalaron hasta concluir en el apagón. La ausencia de una respuesta estructural coordinada ante estas advertencias constituye, por tanto, uno de los elementos más relevantes del análisis causal del evento.

3.4.1. ENTSO-E ERAA (2022): RIESGO DE 6,7 HORAS DE APAGÓN PARA ESPAÑA DE 2025

Esta fue la señal más temprana además de la de mayor alcance y esta llegó desde Europa. La Red Europea de Gestores de Transporte de Electricidad publicó en su evaluación de adecuación de recursos de 2022 que España tenía un riesgo de 6,7 horas de desconexión de carga para el año 2025.

En dicho informe, ENTSO-E pretendió establecer los riesgos de seguridad de suministro del sistema eléctrico europeo para los años en 2025, 2027 y 2030 y España salió mal parada de este en el primer año no obstante no fue la peor de Europa.

En este se indica que grandes volúmenes de capacidad de combustibles fósiles corren el riesgo de volverse económicamente inviables a mediano plazo. Esto significa que las centrales de carbón y de gas (ciclos combinados) corren peligro si no se les da una solución a través de mecanismos de capacidad. Se estima que haya 10 GW menos de térmicas.

El ERAA 2022 señala en su análisis de viabilidad económica que se darían de baja entre 9.570 y 10.110 MW de potencia térmica (540 MW de carbón y el resto ciclos combinados), y entrarían 1.000 MW de demanda flexible. Se tuvo en cuenta que no habría ya pagos por capacidad ni ningún mecanismo de ayuda. Por eso un tercio de los ciclos combinados se verían en bancarrota y en la obligación de cerrar o hibernar.

En este panorama se avisó de que España tendría 6,7 horas de energía no suministrada en 2025, 1,9 horas en 2027 y 1,5 horas en 2030.

En la imagen se puede ver el esquema de 2025:

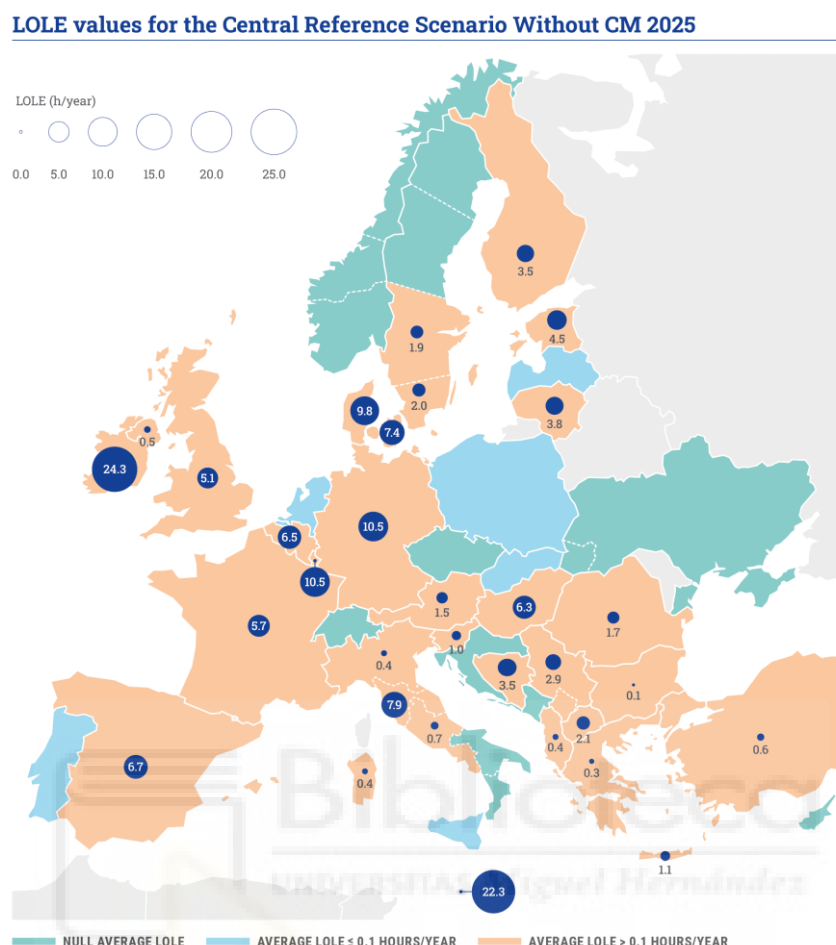


Figura 43. Valores LOLE para el escenario de referencia central sin CM 2025. Fuente: ENTSO-E. European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2022.

Teniendo en cuenta los parámetros que maneja el operador del sistema en España puede hasta 3 h de energía no suministrada, este es el límite aceptable para la seguridad del suministro, por ello en 2027 y 2030 no habría riesgo. Sin embargo, en 2025 la ENTSO-E avisó de que España podría tener ciertos riesgos de sufrir apagones en 2025 si no se establece un mecanismo de capacidad que ayude a no cerrar tanta central térmica.

Para entender por qué solo en 2025 había riesgo y no más adelante es debido a que ENTSO-E utiliza dentro de su modelo distintos escenarios, pero principalmente el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) español y este es el conjunto de objetivos y políticas del gobierno español para la reducción de gases de efecto invernadero, la penetración de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética. Con este se tenía previsto una mayor entrada de renovables y también de termosolar, así como almacenamiento ya sea en

baterías como bombeo, y a pesar del cierre de parte del parque nuclear, la seguridad de suministro no se vería tan afectada. El ERAA de ENTSO-E situaba a España en más del doble de ese umbral para 2025, un año y medio antes del apagón. A pesar de ello, no se adoptaron medidas estructurales de respuesta que abordaran las causas identificadas en ese informe.

Este sería el esquema:

Datos: MW		2.025	2.030	Comentarios
Input en base a PNIEC * Incluye derating. Potencia en 2025 corregida a la baja	Nuclear	7.117	3.041	Cierre nuclear según calendario ~4 GW
	Carbón	536	-	Cierre carbón
	Gas	24.499	24.499	PNIEC mantiene capacidad de ciclos
	Hidro	14.446	14.561	
	Bombeo	6.015	9.778	Incremento bombeo ~3,5 GW
	Baterías	100	2.500	Incremento baterías ~2,5 GW
	Termosolar	2.300	7.301	Incremento termosolar ~ 5 GW
	Eólica + FV	54.979	87.002	Incremento RES 2025-2030 ~ 38 GW (2020-2030 ~52 GW)
	Resto	5.915	5.710	
	TOTAL	115.906	154.391	

¿Qué ocurre SIN un mecanismo de capacidad según el ERAA 2022?				
ERAA 2022	Cierre ciclos	(9.570)	(9.910)	Cierre 9,5- 10 GW ciclos por inviabilidad económica
	Cierre carbón	(536)	-	Adelanta el cierre del carbón respecto al PNIEC
	Gestión de la demanda (DSR)	1.000	1.000	1 GW de gestión de la demanda DSR adicionales
	Horas energía NO suministrada	6,7 h	1,5 h	Aunque entra 1 GW de DSR hay un problema de fiabilidad en 2025, ya que NO se cumple con el umbral de fiabilidad de 3h.

* En verde escenario basado en el PNIEC, si bien como se ha señalado 2025 está corregido a la baja.
En azul, el resultado del análisis de viabilidad económica que daría lugar a cierre de ciclos y carbón (respecto al escenario PNIEC) y afloraría demanda flexible.

Figura 44. Esquema de sucesos que llevaron a ese riesgo de 6,7 horas. Periódico de la energía. España, en riesgo de tener apagones en 2025 si no se establecen mecanismos de capacidad.

Otro aspecto relevante es la opinión de REE sobre el informe, Red Eléctrica mostró que realmente había demasiada incertidumbre que no se había tenido en cuenta en la elaboración del ERAA 2022. Además, se refirió a distintas situaciones como por ejemplo que el PNIEC estaba en revisión, que se desconocía cuál va a ser realmente la penetración de renovables y almacenamiento, que había incertidumbre con la cogeneración y su rendimiento en los próximos años tras la crisis, que la nuclear francesa podría seguir teniendo problemas, que el carbón podría seguir en pie si se mantienen los precios altos del gas o que la interconexión con Portugal no se incrementará el próximo año [63].

El 28A no fue un evento imprevisible puesto que los propios informes corporativos e institucionales habían identificado con precisión los riesgos que lo hicieron posible. Lo que

falló no fue la previsión, sino la traslación de esas advertencias en medidas correctoras concretas.

3.4.2. CUENTAS ANUALES DE REE (2024): RIESGO DE DESCONEXIONES POR ALTA PENETRACIÓN RENOVABLE

El informe financiero anual 2024 de Redeia, que es una empresa matriz de Red Eléctrica, combina las cuentas anuales auditadas extremadamente con una sección de descripción de riesgos e incertidumbres sin auditoría externa. Es precisamente en esta segunda parte donde aparecen las advertencias más relevantes para el análisis del 28A.

La ERAA ENTSO-E constituyo la señal de alarma a escala europea, pero cabe destacar que las advertencias nacionales de 2024 y principios de 2025 fueron aún más específicas y técnicamente precisas. En estas no solo se dijo el riesgo genérico, sino que se advirtió del mecanismo exacto que más adelante desencadenaría el cero energético.

El informe de cuentas anuales que corresponde al ejercicio de enero de 2024 fue publicado a finales de febrero de 2025. En este se recogen las cuentas anuales de la entidad con su auditoría externa y se incluye una descripción de la empresa donde se reflejan sus riesgos e incertidumbres. En el informe se trataron varios temas relevantes.

El primero hablaba de la generación renovable. Recogía que había una alta penetración de renovable pero no había la capacidad técnica necesaria para gestionarla de forma seguro. Esto implicaba que no había soporte para los huecos de tensión.

También se avisaba de que se podría llegar a producir desconexiones severas de generación y estas pueden llegar a tener un impacto significativo en el suministro eléctrico.

Esta advertencia figuraba clasificada como riesgo operativo de horizonte corto, medio y largo plazo, encuadrada dentro del marco de divulgación de riesgos climáticos de la Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

Estos riesgos producían un impacto en la red más concretamente en la operación del sistema, produciendo un aumento de las limitaciones a la producción y restricciones técnicas, y una posible afección al suministro, lo que a su vez implicaría un perjuicio a la reputación de la compañía.

El informe alertaba igualmente sobre el cierre progresivo de centrales de generación convencional. Además, Redeia advertía a sus inversores de que dicho cierre que fue impulsado por exigencias regulatorias reduciría la potencia firme disponible y las capacidades de balance del sistema, debilitando su inercia y su fortaleza ante perturbaciones.

En consecuencia, en él ya se advertía que, si se retiraba la generación síncrona firme por la política de descarbonización y no se sustituye por otros medios de estabilidad como baterías o compensadores síncronos, el sistema se podría llevar cada vez más cerca de los límites de estabilidad.

Por último, la advertencia más específica fue el Plan de Desarrollo de Red 2021-2026. En este REE recogía el riesgo de las desconexiones masivas de generación renovable causadas por perturbaciones eléctrica y esto se debe a lo que previamente se desarrolló y es que las energías renovables la inmensa mayoría trabajan con inversores de electrónica de potencia que si hay una perturbación en la red estos inmediatamente se desconectan para evitar daños en las infraestructuras por lo que pueden generar desconexiones masivas a lo largo de la red.

El plan advertía que, si una perturbación provocaba la pérdida súbita de más de 3.000 MW de generación, que corresponden al umbral máximo absorbible por las reservas automáticas de frecuencia según los estándares europeos, el sistema podría perder el control de la frecuencia provocando que se desconectara de forma automática de la red continental europea. Ese escenario, descrito como hipotético en enero de 2025, se materializó exactamente tres meses después, el 28 de abril.

3.4.3. INCIDENTES PREVIOS: OSCILACIONES DE Tensión EL 16, 22 Y 24 DE ABRIL DE 2025

Las advertencias anteriores eran de largo y medio plazo, pero estas eran literalmente en tiempo real. Estas sucedieron las semanas previas al 28 de abril y representaban una advertencia operativa en tiempo real que situaba al sistema en una condición de alerta inmediata. La semana anterior al apagón, la red eléctrica de la Península Ibérica ya había experimentado episodios de inestabilidad que reproducían, a menor escala, el mismo mecanismo que desencadenaría el colapso. Cabe señalar que los episodios producidos los días 16, 22 y 24 de abril fueron clave para ver la inestabilidad del sistema eléctrico español.

En el primer episodio del 16 de abril de 2025 se produjo una combinación de sucesos los cuales provocaron oscilaciones peligrosas ya que estas estaban por encima de los niveles admisibles en varios nudos de la red de transporte. El 16 de abril se considera el primer aviso de que la red se encontraba en unas condiciones de fragilidad creciente.

El segundo episodio el del 22 de abril es considerado el más significativo. Para empezar en ese día se daban unas condiciones de alta radiación solar combinado con una baja demanda industrial y había unos niveles de reactiva difíciles de absorber. Todo ello provocó unas oscilaciones de tensión en la red de 400 kV y estas obligaron al operador del sistema a intervenir de forma manual para reconducir la situación.

Por último, el tercer episodio del 24 de abril, que fue cuatro días antes del apagón, el sistema volvió a sufrir oscilaciones de tensión fuera del rango seguro. Estas eran de condiciones similares a las del día 22.

Aelec (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica), quien es la patronal española que agrupa a las grandes compañías eléctricas del país, señaló que las anomalías del día 22 y 24 de abril fueron observadas e informadas a las autoridades competentes por las empresas asociadas a la patronal. Esto significa que los principales agentes del sistema es decir las grandes eléctricas habían notificado formalmente a REE la existencia de oscilaciones antes del apagón. Por lo que la información ya estaba disponible y había sido trasladada al operador del sistema, pero no se generó ninguna modificación en las condiciones de programación para los días siguientes.

REE explicó que en los días 22 y 24 de abril el sistema sufrió otra combinación de incidentes desfavorables que si bien por separado son comunes nunca habían ocurrido al mismo tiempo lo que indicó una situación de inestabilidad que los técnicos tuvieron que resolver en poco tiempo.

Los episodios del 16, 22 y 24 de abril evidencian un patrón de inestabilidad recurrente asociado a escenarios de alta penetración fotovoltaica. Su frecuencia e intensidad aumentaron conforme se acercaba el 28 de abril. Las medidas adoptadas resultaron insuficientes para evitar el colapso.



4. ANÁLISIS DEL CERO ENERGÉTICO DEL 28 DE ABRIL DE 2025

Este capítulo constituye el núcleo central del trabajo. En él se reconstruye con el máximo detalle técnico disponible la secuencia completa de eventos que condujeron al colapso total del sistema eléctrico ibérico el 28 de abril de 2025, desde las condiciones previas que crearon las vulnerabilidades estructurales del sistema hasta la fase de reposición que se prolongó durante más de 36 horas.

La reconstrucción se basa en la síntesis de los cuatro grandes informes técnicos publicados sobre el evento:

- El informe del Comité de Análisis del Gobierno de junio de 2025
- El informe del IIT-Comillas de septiembre de 2025
- El informe final de ENTSO-E de marzo de 2026
- El informe de recomendaciones de la CNMC PRO/CNMC/001/26 de marzo de 2026.

En segundo lugar, se analiza la reconstrucción cronológica realizada por REE. Esta abarca desde el contexto previo hasta las causas fundamentales, incluyendo las oscilaciones iniciales, la pérdida de generación en cascada, el colapso y el proceso de restauración.

La síntesis final de las causas fundamentales identificadas por los cuatro informes permite extraer las conclusiones técnicas que fundamentan las propuestas de solución desarrolladas en el capítulo 7.

4.1. CONTEXTO Y SITUACIÓN PREVIA

El 28 de abril, coincidió con lo que era un lunes laborable de primavera en la Península Ibérica. En primavera la curva solar es más ancha debido a que se dispone de más horas de sol y con mayor intensidad, pues ese día no fue la excepción; de hecho, fue todo lo contrario. El día del apagón las condiciones meteorológicas presentaron una irradiación solar excepcionalmente alta para la época del año, además los cielos se encontraban despejados en prácticamente toda la Península Ibérica.

En cuanto a la demanda eléctrica se situaba en los niveles propios de un día laborable de primavera con temperaturas suaves. Esta era de aproximadamente 27.000 MW en el conjunto del sistema peninsular español, muy por debajo de los picos de verano o invierno. Si se tiene en cuenta la alta generación de energías renovable eso sumado con la demanda moderada, el resultado se traduce en un escenario de máxima fragilidad del sistema.

Para contextualizar un poco y entender esa situación de máxima fragilidad es necesario analizar el mix de generación en la hora del apagón, es decir, mix a las 12:30 h del 28 de abril de 2025. El mix corresponde a lo siguiente:

Tecnología	Potencia (MW)	% de demanda
Solar	17657	54,86
Ciclos combinados	982	3,05
Nuclear	3387	10,52
Eólica	3499	10,87
Hidráulica	3172	9,86
Cogeneración y residuos	1356	4,21

Solar térmica	1498	4,65
Biocombustible	377	1,17

Estructura de generación y almacenamiento (MW)

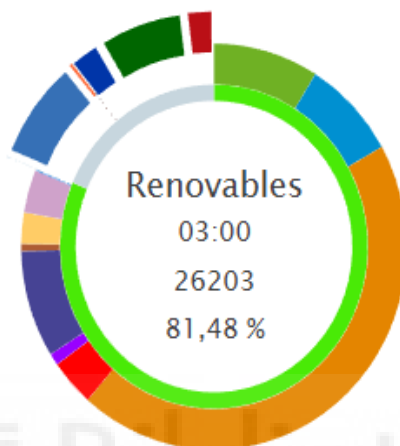


Figura 45. *Mix energético del 28A*. Fuente: REE. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica Demanda (MW).

Las renovables suponían el 81,48 % de la generación frente al 18,52% de energía no renovable, siendo esto suficiente para cubrir el 100% de la demanda nacional, pero con muy poca generación síncrona convencional que es la única capaz de proporcionar control dinámico de tensión y frecuencia de forma natural y se encontraba reducida a su mínimo histórico en horas punta.

Este desequilibrio era de gran magnitud y a modo ilustrativo se compara el mix del día 28 de abril con el mix a la misma hora, pero del día siguiente, el martes 29 de abril cuando ya el sistema volvió a operar con total normalidad. El caso más destacable es el de la energía solar; pese a que las condiciones eran similares a las del día anterior, la generación solar a las 12:30 h del martes 29 de abril era de 8.314 MW una bajada considerable frente a los 17.657 MW del día anterior. Además, hubo un aumento inmediato del uso de las tecnologías convencionales y de generadores síncronos por ejemplo el ciclo combinado fue el más utilizado el día siguiente dado que a las 12:30h cubría el 23,75% de la demanda. Este gran aumento también se debe a que la energía nuclear, que es la base de la generación síncrona tarda aproximadamente 30 horas en arrancar.

Si se compara el mix energético a las 12:30 del 28 de abril con el mix energético del día siguiente se puede apreciar que hubo prácticamente el doble de generación síncrona y mitad de generación fotovoltaica una diferencia que por sí sola ilustra la magnitud del cambio operativo que el apagón forzó.

Eólica	3303	13,13 (%)
Hidráulica	5333	21,19 (%)
Solar fotovoltaica	8314	33,04 (%)
Solar térmica	370	1,47 (%)
Biocombustible	218	0,87 (%)
Carbón	165	0,66 (%)
Ciclo combinado	5976	23,75 (%)

Figura 46. *Cantidad de energía usada en el mix energético del 28A.* Fuente: REE. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica Demanda (MW).

Otro aspecto por considerar es la red de transporte de 400 kV, debido a que en el día del apagón más de un tercio de esta se encontraba desconectada por trabajos de mantenimiento de programado. Esto implica una reducción significativa de la capacidad del sistema para redistribuir potencia reactiva entre zonas además de limitar los grados de libertad del operador para gestionar situaciones de emergencia.

La combinación de alta generación solar en Andalucía y Extremadura con una demanda inferior a la prevista provocó un exceso de tensión en la red que desencadenó la desconexión automática de varias plantas solares.

También hay factores específicos que amplificaron la vulnerabilidad del sistema en el 28A y ese fue la ya mencionada poca capacidad de interconexión que actualmente hay en España con el resto de Europa, este fenómeno se le conoce como isla energética. Hay una capacidad de intercambio muy baja con Francia que es la principal conexión del sistema ibérico con la red continental europea, esta representaba el 3% de la demanda máxima española y como ya se desarrolló anteriormente Europa recomienda un mínimo del 10%.

El fenómeno isla energética conlleva que, si se produce una perturbación grave como la del 28A, no se puede recibir un apoyo significativo de la red europea en tiempo real y si se llega al caso de perder la conexión dejaría al sistema aislado en el peor momento posible.

Si se atiende al punto de vista de factores estructurales también entrarían los códigos de red desactualizados. Este es uno de los factores estructurales más determinante del contexto previo al 28A como ya se ha indicado los códigos de red indican el comportamiento de los generadores ante la red.

El procedimiento de Operación 7.4, el cual es el encargado de regular la participación de los generadores en el control de tensión fue creado en el año 2000. En ese año la situación no se parece a la actual debido a que cuando se creó había una red donde su generación era a partir de centrales térmicas convencionales y apenas había inversores como ahora. Por ello en los códigos ordenan a los inversores ante un cambio brusco de tensión, deben desconectarse para así evitar daños en la red dado que en esa época la penetración de renovable era muy baja. Sin embargo, es evidente que actualmente la penetración de renovable es diferente a la de entonces ahora es muy alta. Lo que implica que en este marco normativo las centrales convencionales debían mantener la tensión dentro de un rango establecido en su punto de conexión y estas en ese día estaban en mínimos históricos por lo que no estaban preparadas para responder ante variaciones bruscas. Lo que conllevó que cuando se produjeron las variaciones bruscas las renovables se desactivaron y se produjo la desconexión en cascada.

Con todo lo antes expuesto se puede ver que en este perfil de generación reflejaba una red con altísima dependencia de generación no síncrona, especialmente la solar fotovoltaica conectada mediante inversores electrónicos.

A diferencia de los generadores síncronos, los inversores electrónicos no aportan inercia eléctrica natural, puesto que no están físicamente acoplados mediante masas giratorias a la frecuencia de red por lo que no almacena energía cinética. Lo que implica que la baja participación de ciclos combinados y la escasa presencia de otras tecnologías síncronas implicaban una contribución mínima de inercia en ese momento. El sistema ibérico se encontraba, a las 12:30 del 28 de abril, operando simultáneamente con inercia insuficiente, amortiguamiento de oscilaciones por debajo del mínimo, tensiones rozando los límites admisibles y una reserva de generación síncrona en el sur que no alcanzaba para hacer frente a cualquier perturbación de magnitud moderada.

Con todo lo previamente analizado se puede ver cómo estaban dadas todas las condiciones para el colapso y solo faltaba el detonante.

4.2. FASE 0: INESTABILIDAD PREVIA (MAÑANA DEL 28A)

La fase 0 corresponde a la inestabilidad de tensión que venían durante los días previos al cero energético y esta se intensificó esa misma mañana del día de este.

Esta fase comienza el día anterior al cero energético, es decir, el 27 de abril cuando se hace la programación energética del día siguiente. El operador del sistema programó 10 centrales térmicas repartidas por todo el territorio para el control de tensión del día siguiente. Sin embargo, una de ellas a las 20:00 del 27 de abril declaró que no iba a estar operativa para el día 28 por lo que el operador tomó la decisión de reprogramar, pero no sustituir ese parque térmico en las horas centrales del 28 de abril. Esta fue una decisión que redujo a 9 el número de centrales síncronas disponibles para controlar la tensión en el momento más crítico del día provocando que el sistema operara con la cifra más baja del año de centrales síncronas activas. Además, aquellas 9 centrales a pesar de haber sido programadas, y algunas de estas centrales, destinadas a regular la tensión, no respondieron como debían e incluso produjeron energía reactiva, agravando el problema.

La noche del 28 de abril las condiciones eran normales, había baja demanda y la generación contaba con la presencia de todas las tecnologías mix, salvo evidentemente la solar fotovoltaica no se incorpora hasta el amanecer entre las 7:15 h y las 7:20 h y su producción aumenta a lo largo de la mañana.

La tensión de la Red de Transporte mantuvo un perfil con variaciones mínimas de la tensión hasta las 6:00 h en ese momento se produjo un cambio en la interconexión con Francia. Este cambio desencadenó una bajada de tensión que coincidió cuando la demanda del país empezó a subir, una subida que dura hasta las 9:00 h. En dicho período se producen dos oscilaciones de muy pequeña amplitud en el sistema europeo. No obstante, estas no tienen consecuencia alguna, lo cual entra dentro de la normalidad en un sistema eléctrico del tamaño del europeo.

En la siguiente imagen se puede analizar la evolución de la tensión en los nudos pilotos de la red de transporte entre las 00:00 h y las 9:00 h también se puede apreciar la bajada de tensión a las 6:00 h mencionada anteriormente.

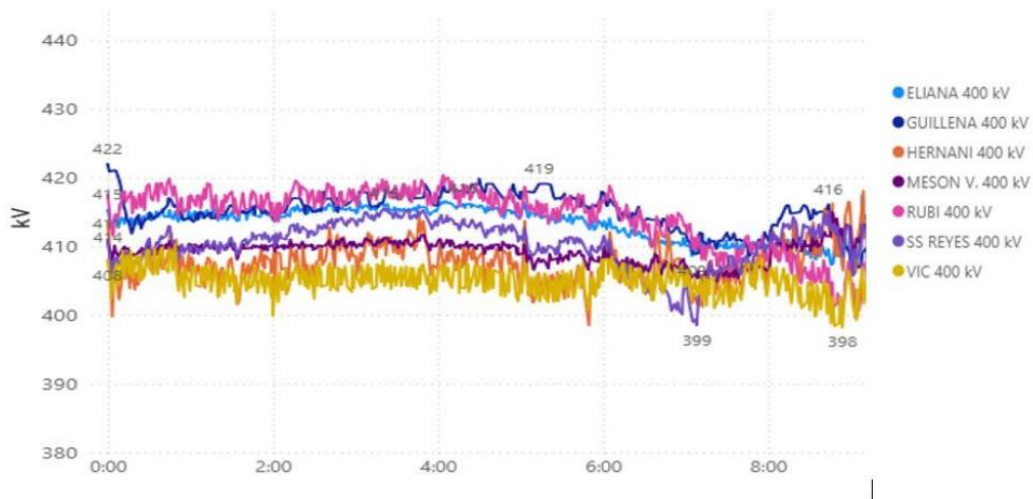


Figura 47. *Perfil de tensión de los nudos piloto de la red de transporte.* Fuente: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

Entre las 9:00 h y las 9:30 h la radiación solar crece notablemente en el país y ello provoca un desplazamiento de tecnologías hacia un predominio de la generación solar.

Entre las 9:00 h hasta las 12:00 h se aprecian cambios de mayor proporción en las tensiones, estos son relacionados con el cambio del mix energético de generación y a las variaciones de la demanda, pero sin grandes excursiones. A partir de las 10:00 h y coincidiendo con cambios de programa y/o ajustes de las energías de balance se producen variaciones en la tensión de nudos de la red de transporte, destacando la que se produce en el entorno de las 11:00 h, en la que las tensiones cayeron por debajo de los 400 kV hasta en unos 10 kV.

En la siguiente imagen se muestra de nuevo la evolución de la tensión en los nudos de la red de transporte, pero esta vez desde las 9:00 h hasta las 12:00 h:

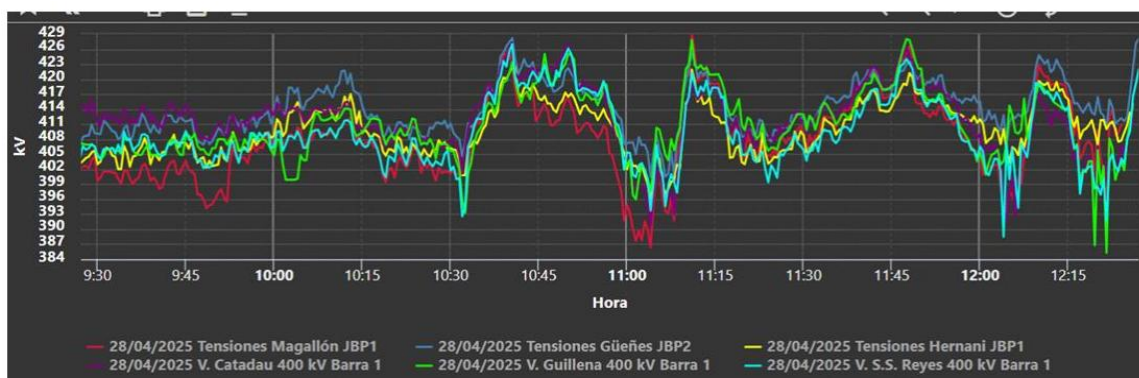


Figura 48. Tensiones en nudos de la red de 400 kV. *Fuentes: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.*

A continuación, entre las 11:04 h y las 11:09 h la tensión se recuperó subiendo unos 30 kV en algunos nudos y, coincidiendo con este cambio, se produjo el disparo de transformadores de ADIF (Administrador de Infraestructura Ferroviaria) conectados en las subestaciones de Terror 400 kV y Rueda de Jalón 400 kV en el nivel de 55 kV. Ambas subestaciones se localizan en la provincia de Zaragoza. Esta desconexión se produce con las tensiones en la Red de Transporte dentro de rango, con lo que se podría inferir que el propietario de las instalaciones de enlace no adaptó las tomas de los transformadores con suficiente celeridad a la subida de la tensión. Esta situación acontecida en los transformadores de estas dos subestaciones de ADIF, si bien no tuvo mayor repercusión, es primordial porque se considera un preludio de lo que pudo ocurrir posteriormente en otras instalaciones [68].

Las variaciones de tensión entraban dentro de las variaciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español además de precisar que los centros de control estén pendientes de las mismas para actuar sobre los cambiadores de tomas de sus transformadores. Además, estas deben ser corregidas por la generación convencional acoplada en el sistema, esta tiene la obligación de regular la tensión en su punto de conexión según el P.O. 7.4 y para que así sea el operador del sistema verifica en las restricciones técnicas que los grupos casados en el mercado son suficientes para realizar dicho control, incorporando aquellos que considera en cada momento que son necesarios para realizar dicha función.

Una de las principales diferencias entre la generación convencional y la generación RCR (renovable, cogeneración y residuos) es su funcionamiento frente al control de tensión de los nudos en los que se encuentran, por aplicarles regulaciones diferentes:

- La generación que tiene que cumplir con el P.O. 7.4 regula de forma obligatoria la tensión de forma dinámica e independiente de la potencia activa que esté generando, por lo que permiten garantizar tensiones estables en la red.
- La generación RCR realiza un control estático (cumplimiento del Real Decreto 413/2014) que depende de su producción de potencia activa al funcionar a factor de potencia, por lo que la absorción de reactiva que típicamente realizan depende de la producción de potencia activa que tengan en dicho momento y no del perfil de tensión existente en la red.

Esta es una diferencia significativa debido a que el operador del sistema determina la generación mínima no RCR que tiene que haber en el sistema para controlar la tensión durante las 24 h del día en función de las demandas previstas además de los intercambios de energía con otros países y la generación disponible. Cuanto más cerca del tiempo real, la información disponible se vuelve más precisa y esto es clave para ajustar las decisiones teniendo en cuenta las necesidades de generación ahora que se saben con mayor precisión.

Para poder descartar la existencia de sobretensiones y oscilaciones en la red se ha realizado una revisión exhaustiva del día completo desde las 00:00 h y se han encontrado fenómenos de pequeña magnitud en el sistema, que, si bien no tuvieron ningún tipo de efecto, se han detectado mediante los algoritmos disponibles en el Centro de Control de REE basados en los datos proporcionados por las PMU instaladas a lo largo del sistema [68]:

- A las 10:30 h aparece una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica OesteCentro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 4 kV en la red de 400 kV, lo cual no supera el 1% de la tensión nominal.
- A las 11:03 h aparece nuevamente una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica Oeste-Centro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 7 kV en la red de 400 kV, pero que no supera, por lo tanto, el 2% de la tensión nominal.
- A las 11:23 h aparece nuevamente una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica Oeste-Centro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 6 kV en la red de 400 kV, por lo tanto, el 1,5% de la tensión nominal.

Cabe señalar que una de las señales de alerta más claras de la fase 0 fue la superación del límite de tensión admisible en el sistema portugués. La red de transporte española opera bajo un límite de tensión de 435 kV, mientras que el sistema portugués fija su límite en 420 kV. Durante la mañana del 28A, las tensiones en varios nudos de la red ibérica superaron este umbral de 420 kV en varias ocasiones, lo que activó restricciones operativas por parte del operador portugués REN y redujo aún más los márgenes de maniobra disponibles para gestionar la situación.

En conclusión, se ha mostrado que no ocurrió nada relevante en el sistema entre las 00:00 h y las 12:00 h digno de mención, por lo tanto, los siguientes apartados se centran en qué ocurrió en el sistema a partir de las 12:00.

4.3. FASE 1: OSCILACIONES (12:00-12:30)

Esta fase que pasó desde las 12:00 h hasta las 12:30 h corresponde al periodo en el que el sistema eléctrico ibérico transita de una situación de fragilidad latente a una situación de colapso inminente. Durante estos treinta minutos se experimentaron oscilaciones electromecánicas sucesivas. Las oscilaciones obligaron a aplicar maniobras de emergencia para así conseguir estabilizar la red.

En esta fase, para comprender el colapso posterior, se busca entender que cada una de estas maniobras consiguió amortiguar las oscilaciones, pero con efectos secundarios que fue elevar la tensión de la red lo que resultó una bajada simultánea en el margen de seguridad en el colapso por sobretensión.

A las 12:00 h el sistema operaba cumpliendo todos los procedimientos de operación. Las tensiones y frecuencia estaban dentro de los rangos de operación. Además, el amortiguamiento para el modo de oscilación interárea de 0,2 Hz se encontraba en el 20%, en resumen, nada hacía presagiar ni predecir remotamente los sucesos que acontecieron.

Pero la calma no duró mucho porque a las 12:03 se produjo el evento 1. Este consistía en que a las 12:03 h y durante 4 minutos y 42 segundos se observa una fuerte oscilación, de frecuencia 0,6 Hz, en el sistema eléctrico y coincidiendo con la misma el amortiguamiento de la frecuencia del rango de 0,2 Hz baja desde el 20% a un 5%. Las tensiones previas en el sistema estaban próximas a la nominal, y la oscilación provoca una bajada de la tensión media con fluctuaciones de la tensión de hasta 30 kV en el mayor caso, moviéndose entre

375 y 410 kV en función de la subestación. La oscilación se puede apreciar también en la potencia de intercambio con Francia tal y como se muestra en la siguiente imagen que muestra desde las 12:02 h hasta las 12:06 h:

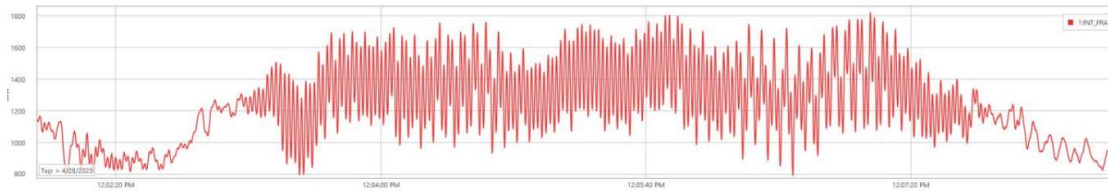


Figura 49. *Intercambio España – Francia entre las 12:02 h y las 12:08 h (oscilación de 0,6 Hz).* Fuente: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

También casi al final de la oscilación también el modo de oscilación de 0,2 Hz se puede ver claramente acoplado con el modo de oscilación de 0,6 Hz en la potencia de intercambio con Francia desde las 12:06 h hasta las 12:08 h:

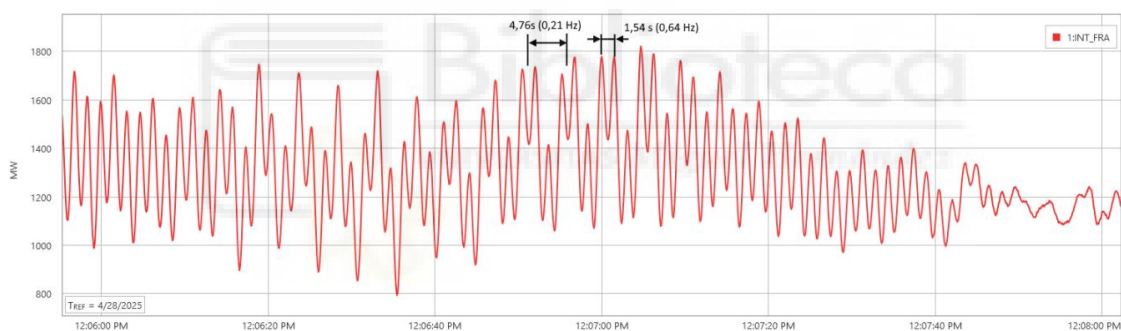


Figura 50. *Intercambio España – Francia entre las 12:06 h y las 12:08 h (oscilación 0,6 Hz).* Fuente: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

Ante esta situación en el sistema, en el Centro de Control de Red Eléctrica de España se activan las medidas previstas para mejorar el amortiguamiento de la oscilación e intentar con ello que desaparezcan [68]:

- Acoplamiento de líneas de transporte en 400 kV para que disminuya la impedancia del sistema.
- Reducción del intercambio exportador con Francia de 800 MW, hasta fijar un programa de 1.500 MW en sentido exportador.

- Cambio del modo de operación del enlace HVDC con Francia a potencia constante (consigna 1.000 MW de España a Francia).

Además, al ser oscilaciones que bajaban las tensiones en el sistema se abrieron una serie de reactancias para paliar dichas subtensiones.

Una vez desaparece la oscilación, a la vista de la carga por la línea internacional con Portugal de la provincia de Cáceres (400 kV Cedillo – Falagueira) y debido a que la línea de interconexión con Portugal por la provincia de Badajoz (400 kV Brovales – Alqueva) estaba en descargo, se hace necesario reducir el intercambio con Portugal para mejorar el amortiguamiento [68].

Todas estas medidas adoptadas son tendentes a que suba la tensión del sistema, pero son necesarias para corregir la oscilación al ser medidas que mejoran el amortiguamiento, que cuando aparece es la prioridad.

Cuando se reducen los intercambios se reduce el transporte hacia otros países y esto conlleva un aumento de tensión producido por la disminución del flujo de potencia de las líneas eléctricas. Hay que añadir que al implicar cambios en los programas por activación de las energías de regulación en el sistema los centros de control que participan lo hacen siguiendo la legislación vigente y como un nudo único a nivel nacional por lo que el precio reflejará esas necesidades de energía a bajar aquellos con las ofertas más competitivas.

En este caso la preocupación se concentra en los centros de control con energía renovable principalmente fotovoltaica que se concentra en la mitad sur del país, lo que presenta dos efectos:

- Al estar en el sur, la bajada de carga por las líneas de transporte hacia Francia afecta a más líneas por lo que el efecto sobre la tensión es mayor.
- Son plantas dentro del grupo RCR que cumplen con el RD 413/2014 en el que su control de la tensión es por factor de potencia, con una absorción de potencia reactiva proporcional a la potencia activa que generan, por lo que, al bajar su producción de potencia activa, se pierde absorción de reactiva

A las 12:16 h vuelve la oscilación de 0,6 Hz y con ello nuevas variaciones de la tensión que suponen unas bajadas de tensión entre 405 kV y 380 kV en las subestaciones más afectas y la prioridad vuelve a ser amortiguar esa oscilación. Al bajar las tensiones en el sistema se abrieron una serie de reactancias adicionales para paliar tensiones bajas.

Todas las acciones tomadas consiguen controlar la situación. Sin embargo, las acciones tienen tendencia a subir la tensión del sistema. Si bien, como se ha indicado, se parte de tensiones próximas a la nominal y lo que provocan las oscilaciones son caídas de tensión y no tensiones altas.

Analizando el incidente se llegó a la conclusión de que la oscilación y su repetición no era natural del sistema, sino que era forzada y eso significa que fue producida por una fuerza o perturbación externa continua y no era causada por una inestabilidad natural del propio sistema. La oscilación se observaba con gran magnitud en un Planta Fotovoltaica localizada en la provincia de Badajoz (Planta Fotovoltaica A). En el momento de las oscilaciones generaba aproximadamente 250 MW. Al ser una oscilación forzada, desaparece del sistema cuando la planta se estabiliza.

Después de un análisis de las condiciones de la red en el punto de conexión, potencia de cortocircuito y nivel de tensión, y ambas eran correctas. Esto lleva a creer que esa oscilación fue causada por un mal funcionamiento interno o también se piensa que fue una anomalía interna de la planta. Se revisó la otra planta que evacúa a la red de transporte a través de instalación de enlace, así como otras que evacúan en subestaciones próximas, y la única que oscilaba era la indicada.

Más adelante, concretamente a las 12.19 h se produce el evento 2. En este evento sucedió que mientras se realizaban las acciones de amortiguamiento por el evento 1, de repente apareció otra nueva oscilación en la frecuencia en el sistema de 0,2 Hz (característica del modo Oeste – Centro – Este presente en el sistema continental europeo).

Cuando esta nueva oscilación apareció las tensiones eran próximas a la nominal (entre 395 y 410 kV) y esta provocó fluctuaciones de la tensión de hasta 28 kV en Almaraz 400 kV, variando entre 375 y 412 kV en función de la subestación y esto volvió a indicar condiciones de tensiones bajas.

Tras un análisis en profundidad de la oscilación se ha observado que inicialmente comienza en 0,6 Hz y que rápidamente aparece la oscilación de 0,2 Hz. Si bien la Planta Fotovoltaica A había cambiado su producción a las 12:15 h de 250 MW a 350 MW y no se observan fluctuaciones en la potencia activa de la planta, pero sí que se observan en la potencia reactiva.

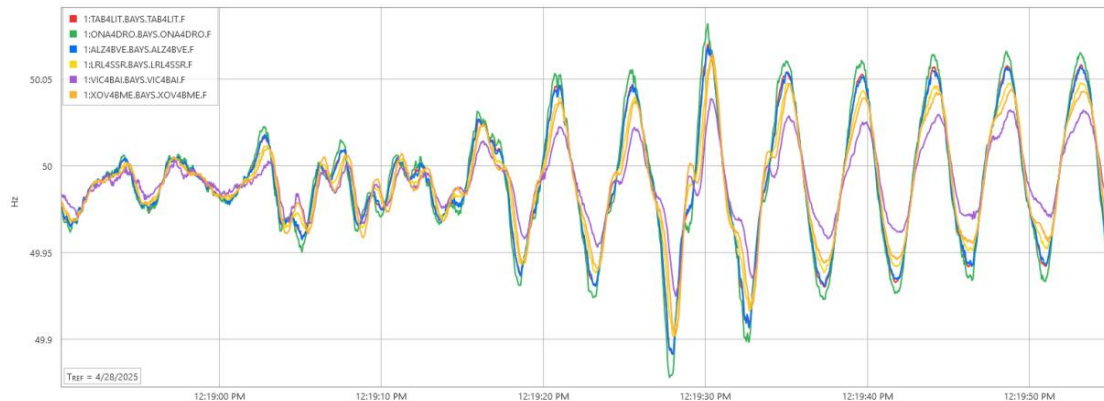


Figura 51. *Instantes iniciales de la oscilación de 0,2 Hz donde se puede apreciar igualmente la oscilación de 0,6 Hz.* Fuente: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

A raíz de este hallazgo se ha revisado la frecuencia de oscilación de 0,6 Hz en el sistema y se ha comprobado que estaban apareciendo perturbaciones en el sistema de 0,6 Hz desde las 10:30 h de muy pequeña magnitud. Con esta nueva oscilación y cumpliendo con los protocolos que ya se habían activado a las 12:03 h se toman las siguientes medidas [68]:

- Acoplamiento de líneas de transporte en 400 kV para que disminuya la impedancia del sistema.
- Reducción del intercambio exportador con Francia a 1.000 MW (con el enlace HVDC enviando 1.000 MW de España a Francia implica saldo de intercambio cero por las líneas de AC). Esto supone una reducción total de 1.300 MW de intercambio.
- Reducción del intercambio exportador con Portugal de 2.545 MW a 2.000 MW, 545 MW de reducción.

Las tres medidas adoptadas tienden a subir la tensión del sistema. La primera medida lo hace de forma inmediata y las otras dos que son las reducciones de intercambio lo hacen de forma progresiva aumentando la tensión conforme se van cambiando los programas.

A las 12:22 h el sistema consigue recuperarse del evento 2 y se observa como la tensión del sistema comienza a subir, pero esta subida no es peligrosa porque está dentro de los márgenes de operación.

Ante la nueva situación el centro de control de REE acopla reactancias en varias subestaciones para contrarrestar dicha subida. Por el momento hay que tener dos circunstancias en la red de distribución:

- 1) La red de distribución le inyecta a la red de transporte 760 MVar en todo el país y en Madrid y Valencia es donde se produce la mayor inyección de reactiva. Por un lado, en Madrid se inyectan 575 MVar y en Valencia se inyectan 405 MVar. En otro punto la inyección de reactiva es mucho más baja incluso llegando a ser negativa. Esta inyección afecta a la tensión de estas comunidades, pero también a la de las limítrofes.
- 2) Se detecta un incremento anómalo de la demanda efectiva en el país de unos 845 MW, los cuales tras una revisión de lo ocurrido se han localizado en dos puntos diferentes de la red de distribución:
 - Pérdida o bajada de carga de instalaciones de generación de potencia mayor a 1 MW, que reportan telemetría al CECRE, de unos 152 MW.
 - Pérdida o bajada de carga de instalaciones de potencia menor de 1 MW no observable por REE en la red de distribución, incluyendo el autoconsumo, de casi 700 MW.

El incremento de demanda en el país implica una reducción de la exportación de energía hacia Francia, por lo que el transporte hasta las interconexiones se reduce y sube la tensión en la red de transporte del país.

Además, viendo que las medidas que habían sido necesarias para amortiguar las oscilaciones y el impacto de estas medidas se resumen en una pérdida de flexibilidad para el control de tensión y de las propias variaciones de la tensión. Por consiguiente, se decide acoplar más generación convencional que cumpla el P.O. 7.4 principalmente en el sur, pidiendo los tiempos de acoplamiento. Se opta por un grupo de Central de Ciclo Combinado (CCC) en Andalucía, que da 1 h y 30 minutos de tiempo de acoplamiento a la red, mínimo técnico a las 14:00h. Sin embargo, esta medida no llegó nunca a consumarse por el cero de tensión.

Coincidiendo con esta decisión, un centro de control informa que un grupo nuclear estaba oscilando mucho con las oscilaciones y que podía disparar. Por precaución se aplica la medida de pedir un preaviso para acoplar otro grupo de CCC en la zona norte. A continuación, otro centro de control indica que un grupo de CCC en Andalucía necesita entre 2 y 2,5 horas para acoplar y piden modificar la oferta para abaratarla. Tras esto, el primer centro de control confirma que el grupo de CCC del norte acoplaría a las 15:00 h. Desafortunadamente estas medidas acarrearían un tiempo de espera que nunca llegó a poder cumplirse por el posterior cero de tensión en el sistema.

Hasta este momento no se habían registrado sobretensiones, sino únicamente caídas de tensión por debajo de los valores nominales asociadas a las oscilaciones. Este detalle es determinante para el análisis del colapso ya que el sistema no colapsó por tensión baja, sino por el violento aumento que vino después.

Como resultado de todos los eventos expuestos, el sistema se encontraba en un punto de funcionamiento muy diferente a la situación inicial, con amortiguamiento bajo y con menor flexibilidad en el control de tensión. Las medidas correctivas adoptadas no se pudieron llevar a cabo completamente, como por ejemplo la sincronización de los dos grupos que se querían acoplar para mejorar la estabilidad de tensiones en la zona y para amortiguar posibles oscilaciones interáreas al tener PSS [68].

A partir de las 12:27 h comienza el cambio de programa con Portugal, dado que, con Francia, el cambio ya se estaba ejecutando desde las 12:22 h.

A las 12:30 h la tensión y la frecuencia siguen estando dentro de los valores con los que el Operador del Sistema ha de operar (375 – 435 y 200 – 245 kV para 400 kV y 220 kV respectivamente). No obstante, se observa que se mantiene una tendencia de crecimiento de las tensiones.

Cuando se realizan los ajustes de cambios de programa que pueden ir desde -5 minutos a +5 minutos es normal que haya desajustes entre la variación de la generación a subir o bajar en cada país y por lo tanto que las tensiones puedan variar. Dichas variaciones han de ser controladas ante todo por los generadores del P.O. 7.4 que tienen control dinámico de la tensión. Esto se debe a que los recursos disponibles dentro de la red de transporte no proporcionan control dinámico de tensión.

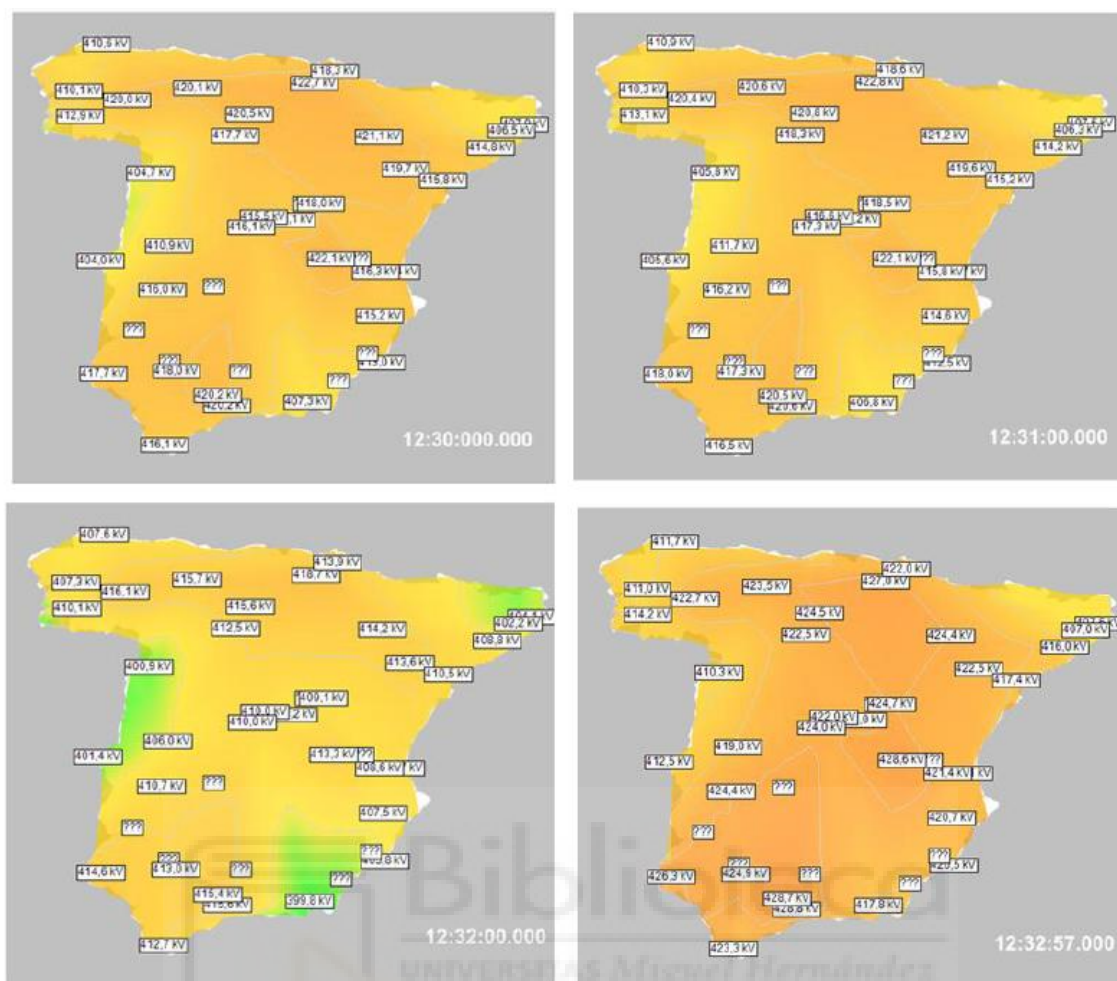


Figura 52. *Tensión fase – fase en la red de transporte de 400 kV*. Fuentes: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

Es primordial señalar la velocidad de cambio de la generación en el sistema. Las nuevas tecnologías, basadas en inversores, son capaces de adecuar su potencia de generación en muy pocos segundos. Esta capacidad, que, para la optimización económica de las propias plantas, resulta excelente, desde la perspectiva del sistema eléctrico no es la más adecuada en general. El ejemplo evidente son los cambios de programa de la generación fotovoltaica por cambios de precio en los mercados.

Desde la perspectiva eléctrica, estos cambios tan abruptos de la generación basada en inversores se convierten en un desequilibrio fuerte en el sistema, al no haber actuado todavía la regulación. Estos desequilibrios tienen que ser compensados por las interconexiones, en gran parte por la de Francia. Fuertes desequilibrios provocan que los flujos de la red cambien drásticamente y así cambie también el comportamiento capacitivo/inductivo de la red.

Por lo tanto, las tensiones en el sistema varían muy rápidamente. Este efecto es más fuerte al regular esta generación factor de potencia y no regular la tensión de forma dinámica, puesto que limita el apoyo dinámico de potencia reactiva que de otro modo podría ayudar a estabilizar la tensión [68].

En esta fase se mostró como el sistema quedó atrapado entre dos problemas que se retroalimentaban mutuamente en donde cualquier acción para resolver uno empeoraba el otro. A las 12:30, tras media hora de oscilaciones y maniobras sucesivas, el sistema ibérico operaba con tensiones rozando los límites admisibles, amortiguamiento prácticamente nulo y sin ningún margen de seguridad ante una nueva perturbación. Unos minutos después llegaría el detonante.

4.4. FASE 2: PÉRDIDA DE GENERACIÓN

En la fase 2 se da el periodo en el que el sistema ibérico, ya operando sin ningún margen de seguridad tras los 30 minutos de oscilaciones de la fase anterior. En esta fase se da el detonante que desencadenó la cascada de desconexiones la cual resultó ser irreversible.

A las 12:32:00 h se alcanza un máximo de exportación con Francia de unos 1.500 MW y comienza a bajar cuasi linealmente hasta las 12:32:57 h. Esta bajada es debida a varios elementos que provocaron una subida lineal de la tensión en la red de transporte:

- Se produce una baja de producción de generación RCR para ajustarse al programa y esta al funcionar gracias al factor de potencia se traduce en una reducción de potencia reactiva y esto provoca un aumento de tensión.
- Se produce una nueva variación anómala de la demanda de aproximadamente 434 MW. Esto causa una reducción de la exportación con Francia y además una subida de la tensión de la red de transporte. Se observan incrementos anómalos en Madrid, Alicante, Valencia, Sevilla, Málaga, Murcia, Cádiz, Toledo, entre otros. Este incremento se produce por bajada de producción de unas pocas centrales de generación en la Red de Distribución de unos 117 MW. El resto de variación de demanda se atribuye a la pérdida, desconexión o bloque de generación de potencia inferior a 1 MW y/o autoconsumo.

- Al venir de tensiones bajas y comenzar a subir estas se infiere que los transformadores en distribución tenían tomas para mantener la tensión adecuada en dichas redes. Cuando la tensión aumentó, los cambiadores de tomas pudieron no haber respondido lo suficientemente rápido causando sobretensiones en la red de distribución, aunque en el primario de los transformadores la tensión estuviese dentro de límites aceptables.
- La propia demanda depende de la tensión y esto implica que al subir la tensión la demanda aumenta y el fenómeno anterior también aumenta.
- Al bajar el transporte de energía por la red las líneas consumen menos reactiva, contribuyendo al aumento de la tensión.
- La generación que debe cumplir con el P.O. 7.4, que tiene control dinámico de la tensión, no absorbe la cantidad de potencia reactiva que debe, particularmente los grandes generadores localizados en Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha. Esta circunstancia tuvo un impacto significativo.

A las 12:32:57 h se dio el evento 3. En este se produjo el disparo de un interruptor del lado de 220 kV de un transformador de 400/220 kV de generación de una subestación de Granada cuando aportaba a la red 355 MW y absorbía 165 MVar. En ese momento la tensión de la subestación de transporte la tensión era inferior 418 kV lo que implica que estaba dentro de rango y la prueba de ello es que tras el disparo las tensiones pasan a estar a 424 kV.

Imagen de la evolución de la frecuencia del sistema antes y después de la desconexión en Granada:

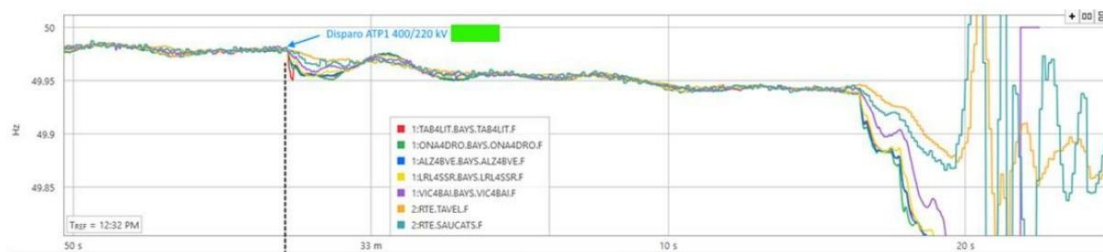


Figura 53. Evolución de la frecuencia del sistema antes y después de la desconexión en Granada. Fuentes: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

En la siguiente imagen se muestra la oscilografía grabada por una protección instalada en la subestación de 400 kV de la red de transporte donde esa generación está conectada:

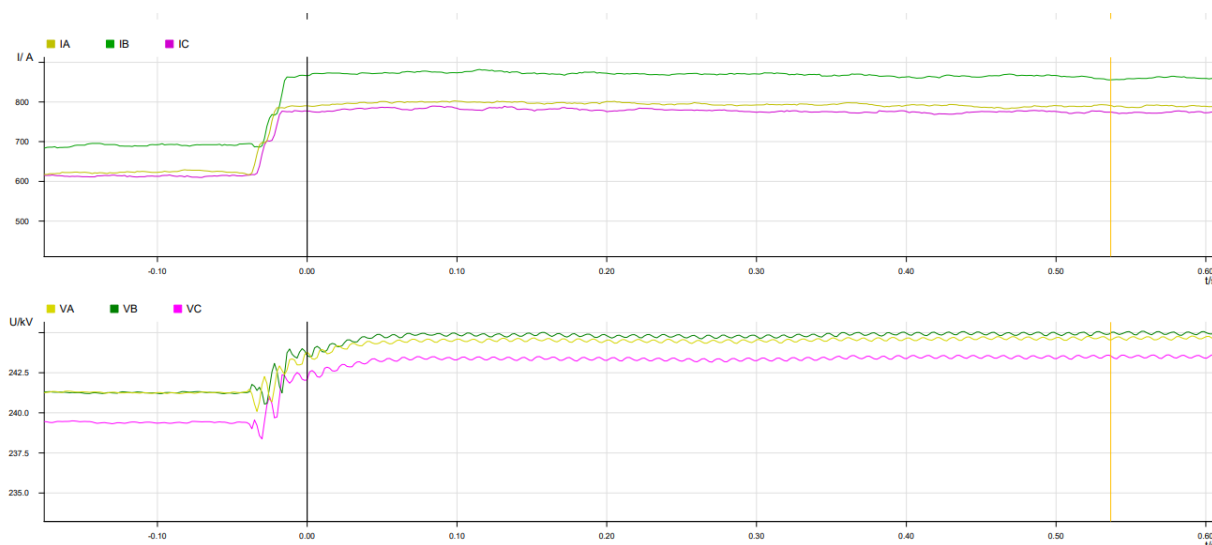


Figura 54. *Oscilografía de una protección en una línea registrada de manera simultánea con el disparo del transformador.* Fuentes: REE. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025.

Como en la red de transporte de 400 kV no había sobretensiones y la tensión estaba muy por debajo de esos umbrales, nuevamente se puede deducir que la causa está en la toma del transformador. Como vienen tensiones más bajas y comienzan a subirlas la causa está en la toma del transformador. Al venir de las tensiones más bajas y comenzar una tensión adecuada en la subestación colectora de 220 kV y en la red de evacuación.

Al comenzar a subir las tensiones, los cambiadores de tomas no pudieron ser lo suficientemente rápidos en adaptar la toma, resultando posiblemente en sobretensiones en el secundario sin que hubiese tensiones altas en el lado primario del transformador. La desconexión de esta instalación es incorrecta debido a que la tensión en la red de transporte está dentro de los rangos establecidos en la normativa.

El evento 3 conllevó un incremento en la tensión del sistema, pero aún estaba dentro de los rangos. Esto es por las mismas causas ya expuestas: pérdida de absorción de reactiva de la instalación que ha desconectado y disminución de los flujos de potencia por la red de transporte al perder plantas que están conectadas en un punto muy alejado de la interconexión España - Francia.

El intercambio estaba en unos 450 MW y con el disparo pasa a prácticamente 0 MW por la pérdida de generación, el cambio en las pérdidas y la reducción de intercambio que ya venía en curso.

A las 12:33:16,460 h se produjo el evento 4. En estos aproximadamente 19,5 segundos después, se produce una desconexión de generación en la provincia de Badajoz de una subestación que se conecta a la red de transporte a través de una subestación 'B' de 400 kV cuando se generaban 582 MW y a los 360 ms de desconecta la planta fotovoltaica que se conecta a la red de transporte en otra subestación 'C' de 400 kV de la provincia de Badajoz cuando generaba 145 MW.

A pesar de no disponer de medidas de PMU en estas dos subestaciones, la información disponible indica que el nivel de tensión estaba dentro de límites antes de estas desconexiones. Esta evaluación se ha realizado utilizando valores de SCADA para la subestación B, porque la magnitud de tensión estaba en un estado cuasi-estacionario desde el EVENTO 3, y usando datos de PMU (tensión y corriente) de una subestación diferente que está conectada a la subestación C [68].

En total se pierden 727 MW de generación y también se pierde su correspondiente absorción de reactiva y vuelve a ocurrir lo mismo que en el evento anterior.

Dado que en 400 kV no había sobretensiones ni problemas de frecuencia, nuevamente la causa se atribuye a circunstancias internas de las plantas. Al venir de tensiones más bajas y comenzar a subir estas se infiere que los transformadores de la subestación colectora de generación venían con una toma adecuada para mantener la tensión en la subestación de 220 kV y en la red de evacuación asociada.

Cuando comenzaron a subir las tensiones los cambiadores de tomas no se movieron lo suficientemente rápido lo que provocó sobretensiones en los transformadores, incluso aunque las tensiones en la subestación de transporte B permanecieran dentro de límites aceptables. En el caso de la subestación C se infiere la misma situación en el transformador de evacuación de la generación.

Este evento 4 se tradujo en otro aumento de la tensión del sistema por las causas ya expuestas: pérdida de absorción de potencia reactiva de la red y reducción en el flujo de potencia del sur hacia el norte. A consecuencia de esto la interconexión empieza a

suministrar energía a la parte norte del país concentrando estrés operacional en la mitad sur del sistema.

A las 12:33:17,368 h se produjo el evento 5, aproximadamente 0,98 segundos después. En este evento se produce la desconexión de tres parques eólicos conectados en 132 kV y que evacúan en una subestación de la red de transporte de 400 kV de la provincia de Segovia. Resultando así en la pérdida de 23 MW de generación.

Transcurridos 80 milisegundos, se produce la desconexión de la generación que vierte en la subestación B debido a un disparo en sus instalaciones. Se pierden 118 MW adicionales. Al cabo de 27 ms se produce la desconexión de 34 MW más correspondientes a un parque eólico y una planta fotovoltaica que evacúan en una subestación de 220 kV la red de transporte en la provincia de Huelva [68].

Transcurridos 233 ms tras este evento disparan el extremo de la subestación recolectora de una instalación de enlace conectada a una subestación de 400 kV de la red de transporte en la provincia de Sevilla y se produce la pérdida de 550 MW adicionales. El extremo de la instalación de enlace perteneciente a la red de transporte recibió un teledisparo enviado desde el extremo de generación.

A los 200 ms de ese disparo, se añade que una planta fotovoltaica también se dispara y esta planta evacua en una subestación de 220 kV en Cáceres y con esto se pierden 37,5 MW. El propietario declaró que la tensión aumentó hasta un nivel de tensión por debajo del umbral de tensión establecido en la Orden TED/749/2020 según el cual la generación conectada a un punto de conexión de 220 kV debe soportar durante al menos 60 minutos.

Finalmente, 40 ms después, se pierden 72 MW de generación debido a la desconexión de otra planta fotovoltaica que evacúa en una subestación de la red de transporte de 220 kV de Badajoz.

En total disparan otros 834 MW en 650 ms y con ello también se pierde su correspondiente absorción de reactiva. Se hizo una estimación a partir de la derivada de frecuencia donde se observó que la pérdida de generación durante este intervalo fue de aproximadamente 1.150 MW indicando que se ha podido perder generación adicional durante este período.

Este nuevo EVENTO 5 conlleva nuevamente un incremento de la tensión del sistema por las mismas causas ya expuestas: pérdida de absorción de reactiva de la red y reducción en el flujo de potencia del sur hacia el norte. Como consecuencia, la interconexión empieza a suministrar energía a la parte norte del país, concentrando el estrés operacional en la mitad sur del sistema [68].

La tercera fase, se resume en una subida de tensiones "rápida, sostenida y lineal", acompañada de desconexiones de infraestructuras en Granada, Badajoz y Sevilla, entre otros lugares. Sara Aagesen ha remarcado que algunas de estas desconexiones se produjeron dentro de los límites autorizados para proteger las instalaciones, mientras que otras "ocurrieron de manera indebida".

4.5. FASE 3: COLAPSO

Esta es la fase correspondiente al momento en que ya era irreversible el colapso del sistema, esta parte se puede decir como tal que el sistema eléctrico ibérico dejó de existir.

En esta fase en apenas 12 segundos, es decir, entre las 12:33:18 h y las 12:33:30 h el sistema pierde el sincronismo con Europa, se aísla completamente y colapsa hasta el cero peninsular. Fue la fase más corta pero la de mayor intensidad y en esta los eventos encadenados se suceden con una velocidad que hace imposible cualquier intervención humana.

Esta fase empieza con un sistema que ha perdido 2000 MW de generación RCR en la red de transporte. A eso hay que añadirle lo que se haya perdido en distribución por lo que el sistema ha perdido toda la absorción de reactiva de esos generadores.

La mayoría de generación convencional que tiene control dinámico de la tensión no absorbe la reactiva que tiene obligación conforme a los Procedimientos de Operación. Concretamente un grupo un grupo que estaba para control de tensión de la zona sur, un grupo que se encuentra en Extremadura y un grupo que estaba para control de tensión de la zona centro.

Con cada disparo sube un poco más la tensión. Esto conlleva al disparo de otros generadores, produciendo un efecto en cascada, una detrás de la otra.

En esta situación, sin ser posible ya mantener la tensión dentro de los rangos operativos normales, varios fenómenos ocurren de forma simultánea [68]:

- Incremento de tensión mantenido en el sistema debido a la pérdida de generación.
- Caída de la frecuencia por la pérdida de generación.
- Incremento de la importación de energía de Europa a través de la interconexión con Francia.

En esta situación la frecuencia empieza a caer de forma visible existiendo en el sistema un problema de sobretensión. Cada una de las desconexiones de generación provocaba que la tensión del sistema se incrementara. Lo que implica que la inercia del sistema en ese momento era irrelevante debido a que el sistema estaba condenado por la pérdida masiva de generación.

A las 12:33:19,620 se alcanza la máxima importación de Francia, 3.807 MW en total, con 4.609 MW por las interconexiones de alterna. Esta situación conlleva la pérdida de sincronismo. Sólo han pasado 3,20 segundos desde el disparo en la subestación B y 22,5 segundos desde el disparo en la subestación de la provincia de Granada. En esta situación el sistema tiene los siguientes mecanismos de defensa [68]:

- Actuación del deslastre de los grupos de bombeo y deslastre de cargas por su frecuencia en el sistema español y portugués.
- Disparo de las líneas de interconexión de alterna con Francia para evitar arrastrar al sistema francés, y facilitar de esta manera la posterior reposición del servicio.

Al seguir perdiendo generación RCR la frecuencia del sistema continúa cayendo y la tensión continúa subiendo allí donde se desconecta. Además, se produce la desconexión que lleva a la pérdida del control de tensión e inercia del sistema y esta se da en un grupo de una CCC de la zona Este cuando la frecuencia era de 49,5 Hz y la tensión en la subestación era de 419,6 kV.

A los 49,5 Hz comienza el desastre de los grupos de bombeo acoplados. En el primer escalón se deslastran aproximadamente 2.000 MW. El segundo escalón se activa cuando la frecuencia alcanza los 49,3 Hz y se deslastran otros 588 MW de bombeo.

Cuando la frecuencia alcanza 49 Hz se activan los escalones de deslastre de cargas por subfrecuencia, deslastrando clientes industriales conectados directamente en la red de transporte y demanda en la red de distribución. La potencia deslastrada correspondiente a consumidores conectados directamente a la red de transporte alcanza aproximadamente los 1.402 MW.

El deslastre de carga es un mecanismo universal que ayuda a restaurar la frecuencia en escenarios de fuertes desequilibrios entre generación y demanda, pero eleva la tensión. Esto se debe a que al desconectarse la demanda sube de forma natural la tensión del sistema. Esto genera un agravamiento del problema existente de control de tensión que había en el sistema, principalmente en la mitad norte del país y no solo en el sur, debido a la desconexión de plantas RCR.

Además, se desconecta la interconexión con Marruecos por las protecciones de subfrecuencia existentes en los extremos marroquíes que disparan localmente y envían teledisparos a los extremos del lado español. Este disparo implicar perder los 314 MW de aportación al sistema español que eran importados desde Marruecos debido al comportamiento inercial de su sistema. Previo al incidente, España estaba exportando energía a Marruecos.

Cuando la frecuencia alcanzó los 48,46 Hz se produjo la desconexión de las líneas de corriente alterna que hacían la interconexión con Francia. Esto impidió que el accidente expandiera hasta Francia y facilitó la disponibilidad para el posterior proceso de reposición. El enlace HVDC que estaba en modo potencia constante no se desconecta y permanece exportando 1.000 MW a Francia.

Estas desconexiones dejaron al sistema español y portugués en isla mientras el deslastre continuaba. Mientras que se producían desconexiones de las plantas de generación causando que la tensión siga subiendo y la frecuencia cayendo por lo tanto el desbalance generación – demanda permanece en el sistema.

En apenas 2 segundos se produjo una cascada de disparos en cadena. En primer lugar, un grupo nuclear saltó con la frecuencia en 47,79 Hz, 758 ms después disparó un ciclo combinado, 55 ms más tarde otro grupo nuclear, 70 ms después dos grupos nucleares adicionales y por último 60 ms después un último ciclo combinado. El enlace HVDC con Francia desconecta justo a continuación.

A las 12:33:24 h el sistema eléctrico colapsa. A las 12:33:27,300 h la tensión en la red de 400 kV es menor de 1 kV y se puede dar por producido el CERO TOTAL del sistema.

Para entender cómo se llegó a esta situación hay que analizar los eventos del sistema. Previamente, se ha explicado que el sistema eléctrico opera para cubrir el criterio N-1 y en algunas ocasiones puede llegar a cubrir el N-2. Sin embargo, en este incidente se llegó al N-1 dado que se produjeron múltiples fallos en el sistema por lo que el sistema colapsó.

Las circunstancias que se analizaron fueron las siguientes [68]:

1. Oscilación forzada de 0,6 Hz, con posible origen en una planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz, activas medidas protocolizadas que cambian el sistema. Se maniobran reactancias, se acoplan líneas por las oscilaciones y se cambian programas. **(N-1)**
2. Oscilación natural de 0,2 Hz que causa la activación de nuevas medidas que cambian el sistema. Se maniobran reactancias, se acoplan líneas por las oscilaciones y se ajustan programas. **(N-2)**
3. La generación que debe cumplir con el P.O. 7.4 no absorbe la reactiva requerida. **(N-3)**
4. La variación de generación RCR al regular potencia activa afecta al control de tensión y muchas plantas incumplen sus obligaciones. **(N-4)**
5. No llega a conectarse la generación convencional que se pidió tras las oscilaciones.
6. Pérdida de generación en distribución de potencia instalada inferior a 1 MW y autoconsumo de 435 MW antes de las 12:32:57. **(N-5)**
7. Disparo inadecuado de un transformador de evacuación de generación en Granada. **(N-6)**
8. Disparo inadecuado de generación solar térmica y disparo de una planta fotovoltaica en Badajoz sin información en el punto frontera con la red de transporte. **(N-7)**
9. Disparo inadecuado de una planta fotovoltaica en Badajoz, pero en una subestación diferente. **(N-8)**

10. Disparo de tres parques eólicos en la provincia de Segovia sin información en el punto frontera con la red de transporte.
11. Disparo de un parque eólico y una planta fotovoltaica en la provincia de Huelva sin información en el punto frontera con la red de transporte.
12. Disparo inadecuado de plantas fotovoltaicas en la provincia de Sevilla. **(N-9)**
13. Disparo inadecuado en una planta fotovoltaica de la provincia de Cáceres. **(N-10)**
14. Disparo de una planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz sin información en punto frontera con la red de transporte.
15. Disparo de un grupo de ciclo combinado en Valencia. **(N-11)**
16. El deslastre de los grupos de bombeo y de cargas por subfrecuencia causa un incremento de la tensión del sistema.
17. El enlace HVDC con Francia que estaba operando en modo potencia constante queda enviando 1.000 MW a Francia.
18. Disparo de un grupo nuclear. **(N-12)**

Este acontecimiento según ENTSO-E fue excepcional sin antecedentes. Fue la primera vez que desconexiones en cascada de componentes de generación, junto con aumentos de tensión, desencadenaron un apagón en el Área Síncrona de Europa Continental. En un periodo de tiempo de 12 segundos más de 50 millones de personas se quedaron sin suministro eléctrico.

4.6. FASE 4: REPOSICIÓN

Tras la fase 3 que fue el colapso que dejó al sistema sin energía se produce la última fase que es la fase 4 la que corresponde a la reposición del sistema eléctrico. Cuando se produce el cero de tensión toca volver a reactivar todo y el proceso de reposición es aquel por el cual un sistema pasa de estar sin energía a volver a la normalidad es el ya previamente hablado.

En este proceso el sistema parte de una pérdida de toda su tensión y normalmente los generadores necesitan energía externa para arrancar y esa energía en el momento de un cero energético no existe. Es una situación de bloqueo que para solucionarla se emplea el concepto técnico previamente mencionado llamado black start o arranque en negro que consiste en restaurar las centrales eléctricas sin depender de red externa.

Este plan de reposición del sistema eléctrico peninsular fue originado en los primeros procedimientos de operación de emergencia elaborados por REE tras su constitución como operador del sistema en 1985. Este plan ha sido actualizado y revisado en varias ocasiones en función de la evolución de la red y de las lecciones aprendidas en ejercicios previos.

Este proceso se hacen simulacros periódicos en donde se comprueba que todo funciona correctamente. Estos simulacros REE los hace a diferentes escalas por un lado pueden ser ejercicios de los centros de control con periodicidad anual y también ejercicios internacionales conjuntos con los operadores vecinos, este último se hace aproximadamente cada cinco o seis años.

El último ejercicio a gran escala que se hizo previamente al apagón fue el 15 de noviembre de 2016 con la participación de quince empresas generadoras y distribuidoras, las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado y los organismos de infraestructuras críticas.

El ejercicio simuló un incidente grave a las 9:00h, activó los planes de reposición en tiempo real y se consideró finalizado a las 13:00h tras llevar el sistema a un estado de funcionamiento seguro con todas las islas sincronizadas.

El 28 de abril de 2025, más de ocho años después de ese último ensayo, los equipos de REE tuvieron que ejecutar en condiciones reales un procedimiento que no había practicado desde 2016 y para un escenario que ningún simulacro previo había contemplado. A pesar de la situación, el proceso de reposición se hizo exitosamente sin que se volviera a caer el sistema.

Nada más se produjo el colapso REE activó el procedimiento de operación 1.6 el cual es el que regula el establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema en situaciones de emergencia y reposición y contacta tanto al gobierno como a mecanismos competentes. La estrategia de reposición consistía en la creación de islas energéticas a partir de las interconexiones con Francia y Marruecos además de las centrales con capacidad de arranque autónomo.

A las 12:43 h, ya se realizó el primer hilo de tensión con Francia. Se recibió tensión en la subestación de Hernani situada en el País Vasco desde Francia, con ello se activó el apoyo previsto en el protocolo conjunto de REE y RTE. Por lo que Hernani fue la primera subestación en tener tensión y esta fue a los 10 min después del colapso. No obstante, el flujo inicial era mínimo y apenas llegaba a energizar el nudo de Hernani por lo que aún no podía abastecer la demanda real hasta que la isla creciera y se estabilizara. La zona norte fue de las primeras en recuperar la tensión, después de Cataluña y Aragón gracias a la interconexión con Francia.

A las 13:04 h, Marruecos entró en escena y a través del enlace ESMA 1 se recibió tensión desde Marruecos con un apoyo inicial de 100 MW. Sin embargo, la interconexión se desconectó a las 14:34 h de forma inesperada esto dio pie a la necesidad de reiniciar la Isla energética del sur desde cero. En este proceso de reposición Marruecos llegó a movilizar hasta el 38% de su capacidad de generación para ayudar a España a recuperar el sistema en los momentos de mayor aportación llegando a suministrar hasta 900 MW a través de las líneas que cruzan el Estrecho de Gibraltar.

Más adelante, a las 13:07 h, se obtendría la primera carga alimentada en España y este alimentó la primera carga real en el sistema español a través de un transformador TRP1 220/30 kV de Irún. Este contaba con una demanda de 31 MW así que en este momento España tenía 31 MW de los 27.000 MW que se consumían antes del colapso.

A las 13:31 h, se produjo el arranque autónomo en el Duero en donde se confirmó la creación del Plan de Operación en Isla de Ribarroja, central hidroeléctrica de Endesa en el Ebro, para garantizar la alimentación de servicios auxiliares de los reactores nucleares de Ascó y Vandellós.

La central de Aldeadávila, ubicada en la cuenca del Duero, fue una pieza clave en la reposición del sistema. Los sensores según su informe fueron los primeros en registrar las oscilaciones de baja frecuencia que indicaba que el sistema iba a colapsar en minutos.

Esta central fue clave para recuperar el sistema tras la caída total de este. En Castilla y León tras el colapso, empezaron a funcionar las hidroeléctricas y ello provocó que Salamanca tuviera el apagón más corto de Castilla y León. Este suceso obligó a activar el mecanismo de reposición en donde REE activó las centrales que llegan a su pico con mayor rapidez y en estas estaba las centrales de Aldeadávila y Ricobayo.

Central de Aldeadávila

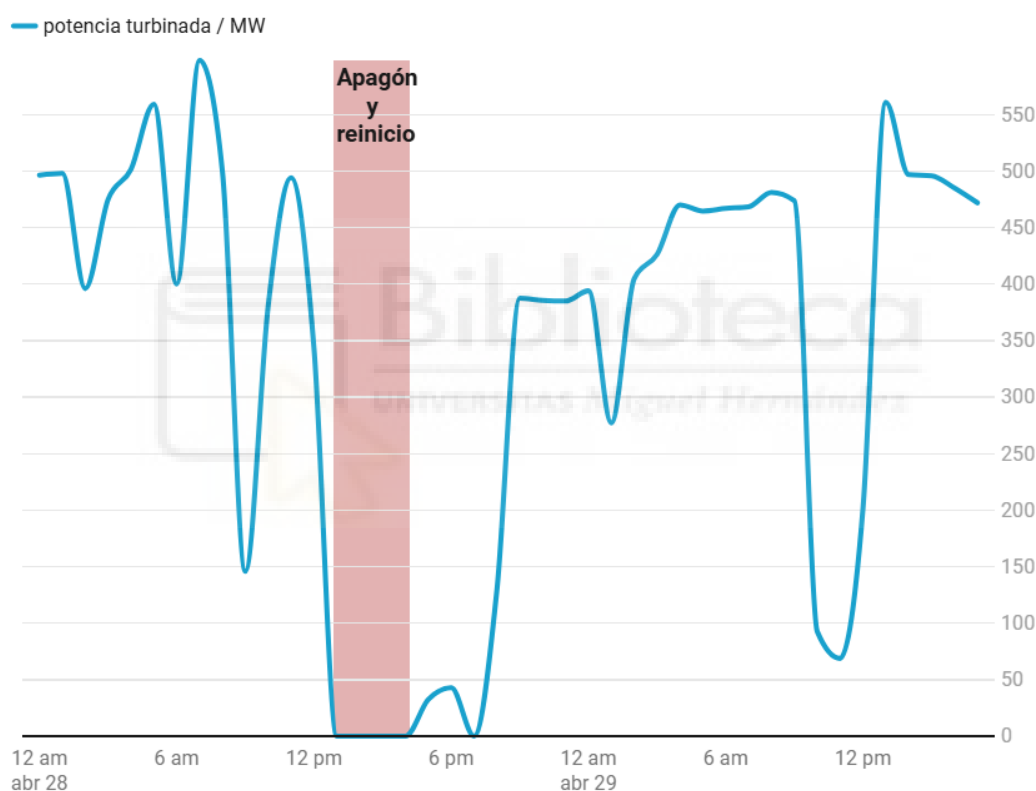


Figura 55. *Evolución Central de Aldeadávila durante el 28A*. Fuente: SalamancaHoy. El apagón eléctrico 'empezó' y terminó en Salamanca: la central que detectó el problema y devolvió la luz a España y Portugal.

En el anterior gráfico de la central de Aldeadávila se ve cómo a partir de las 15:00 h empezó a producir electricidad con una fuerza a una medida de 431,68 MW y se mantuvo así durante prácticamente 12h.

A partir de las 14:00 h, se inició el proceso de formación y crecimiento de las islas energéticas. En este proceso, REE fue dirigiendo la sincronización progresiva de diferentes islas energéticas internas en torno a nodos hidroeléctricos. Además, en paralelo se solicitó la activación de todos los ciclos combinados en operación mínima, en 30 min se precalentaron y a partir de ese momento estaban listos para en segundos subir la carga según las órdenes de REE. Un problema que hubo es que había generadores que hicieron falta varios intentos para ponerlos en marcha, pero todo avanzó de forma sostenida.

Las centrales hidroeléctricas clave en la creación de islas fueron Aldeadávila II, Riba-Roja d'Ebre, Sau, Mequinenza, Pont del Rei y Caldas, que generaron electricidad sin necesidad de suministro externo y permitieron a REE conectar progresivamente la demanda.

Este era el Mapa de islas que había a las 15:30 h.

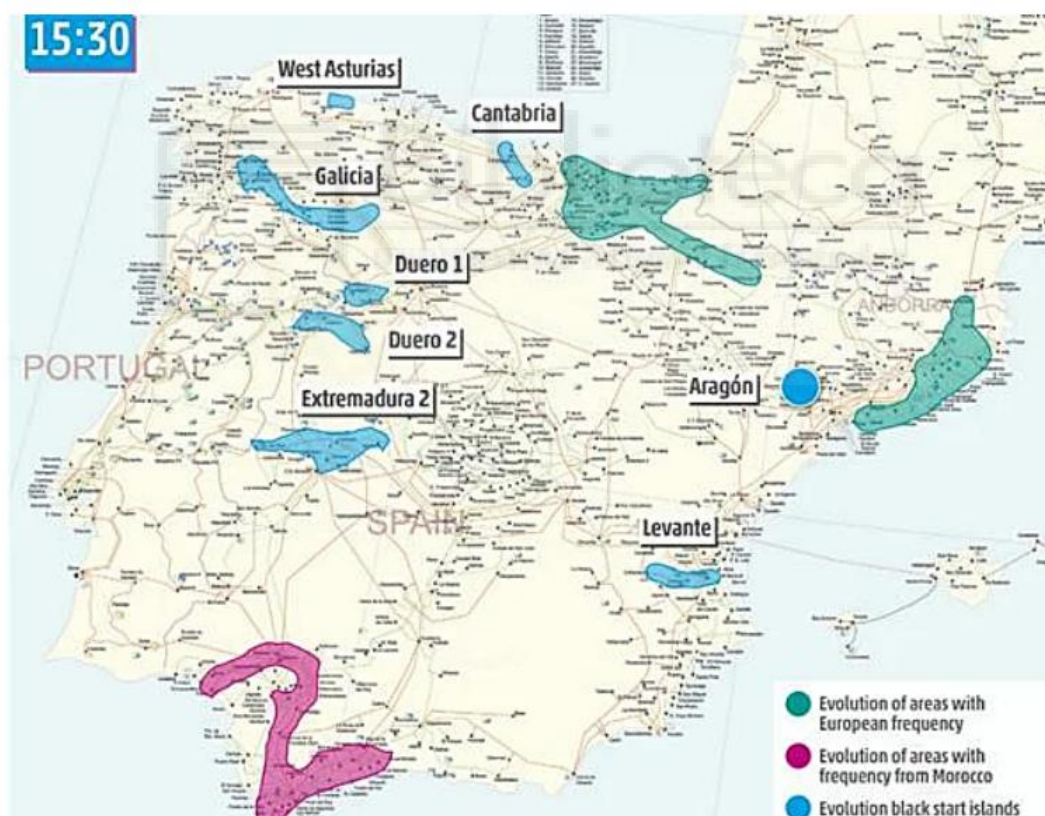


Figura 56. Mapa de islas que había a las 15:30 h. Fuente: SalamancaHoy. El apagón eléctrico 'empezó' y terminó en Salamanca: la central que detectó el problema y devolvió la luz a España y Portugal.

La isla perteneciente a Aldeadávila, se formó una isla estable hacia las 14:30 h y esta sirvió de base para enviar energía hacia el centro de la península gracias a la fuerte presencia de centrales térmicas e hidroeléctricas con capacidad de regulación.

A las 17:49 las centrales comenzaron a fusionarse, se unieron la Isla Duero, liderada por Aldeadávila de Iberdrola, y la isla del País Vasco, que había sido la primera en formarse gracias a la conexión con Francia. Viéndose así el mapa de islas:

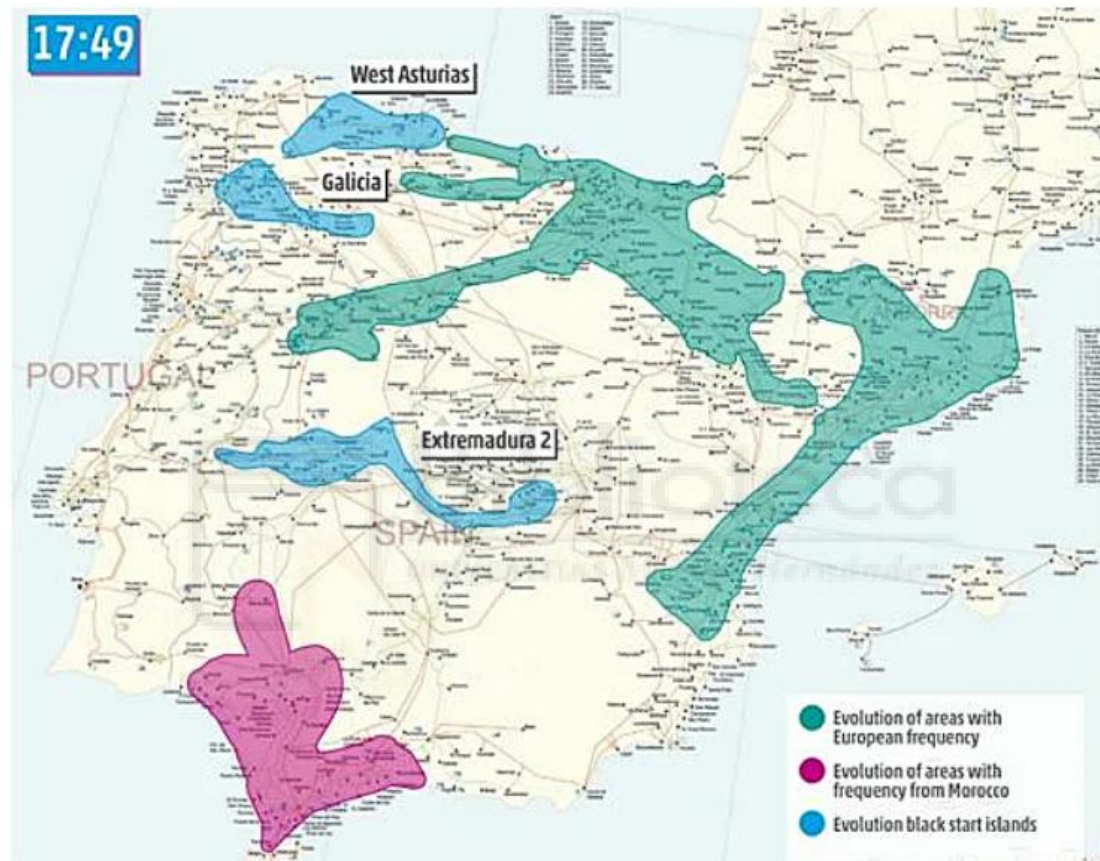


Figura 57. Mapa de islas que había a las 17:49 h. Fuente: SalamancaHoy. El apagón eléctrico 'empezó' y terminó en Salamanca: la central que detectó el problema y devolvió la luz a España y Portugal.

La central de Aldeadávila actuó como el puente de energía que permitió rescatar al sistema eléctrico portugués del colapso. Esto resaltó la importancia estratégica de las infraestructuras salmantinas en la seguridad energética de la Península Ibérica.

Más adelante a las 18:43 h se unieron las islas de Asturias-Cantabria con Aguayo y el País Vasco.

El proceso de fusión de islas es el momento más delicado del proceso de reposición. Esto se debe a que en este proceso se intentan conectar dos redes que han estado operando de forma autónoma. Para este proceso es necesario que ambas estén sincronizadas exactamente a 50 Hz antes de conectarlos por el contrario se producirían corrientes destructivas.

El siguiente evento del proceso de reposición ocurrió a las 18:36 h, en este momento Portugal se encontraba en una situación de apagón casi total con solo pequeñas islas energéticas en el norte del país. Salamanca fue el motor de rescate para el país vecino debido a que la infraestructura de las Arribes fue el punto que permitió reconectar a Portugal con el resto del continente y esto permitió demostrar que Aldeadávila es la pieza más estratégica del complejo hidroeléctrico peninsular.

La maniobra que se realizó consistió en activar el enlace de 220 kV Aldeadávila-Pocinho. La línea Aldeadávila-Pocinho 1 fue el primer punto de intercambio de energía que funcionó tras el cero energético.

España utilizó la potencia acumulada en la cuenca del Duero para enviar tensión a través de Aldeadávila hacia Portugal. Con esto el operador portugués (REN) disponía de una referencia de frecuencia estable para empezar a conectar sus propias ciudades.

A las 19:32 h se unieron la Isla Duero con la isla del sur y a las 19:40 h la isla del centro la isla del Sur. Además, a las 19:53 h se unieron las islas de Cataluña y del País Vasco. Por lo que, en este momento, casi siete horas después del colapso, el sistema empieza a operar como una red unificada.

A las 21:20 h se disponían de 13 grupos térmicos acoplados al sistema reforzando este y a las 21:58 h comenzó a transmitir potencia el circuito 2 del enlace HVDC Baixas-Santa Llogaia, el único enlace de corriente continua con Francia. A las 23:32 h aumentó a 21 los grupos térmicos acoplados al sistema.

A las 00:00 del 29 de abril, Red eléctrica había logrado restablecer más del 61 % de la demanda energética. La ayuda de Francia y Marruecos y además del incremento de generación síncrona mediante ciclos combinados y centrales hidroeléctricas, resultó esencial para así generar la energía reactiva necesaria para restablecer el sistema.

A las 00:22 h Portugal completa la restauración de su sistema. Así lo comunicó REN que ya consiguió restablecer completamente su red de transporte a las doce horas posteriores al colapso del sistema. Portugal recuperó el suministro antes que España en parte gracias al apoyo recibido desde la Isla Duero a través de Aldeadávila.

A las 4:00 h la red de transporte española se encuentra totalmente energizada, sin embargo, la demanda real aún era del 61 %, dado que la red de distribución de media y baja tensión que necesitaban operaciones adicionales en cada subestación distribuidora.

A las 7:00 h fue cuando se declaró el final de la crisis. El 99,95 % de la demanda española recuperó el suministro. Los trabajos finales se hicieron a las 14:36 del mismo día, momento en que REE consideró formalmente completada la recuperación del suministro.

Esta fase de recuperación que fue desde el colapso hasta la finalización completa de las operaciones duró un total de 26 horas y 3 minutos. Ese fue el tiempo total de recuperación asociado al primer cero energético registrado en el sistema.

4.7. ANÁLISIS DE CAUSAS

Una vez acabada la crisis, es necesario entender por qué ha pasado esto para tomar las medidas correspondientes y evitar que se repita. El análisis de las respectivas causas del cero energético del 28 de abril ha sido realizado por distintos organismos a lo largo del año posterior al evento.

Cada uno de los análisis tiene un enfoque, alcance y metodología diferente. La síntesis de estos cuatro informes permite identificar los factores técnicos inmediatos como las causas estructurales de fondo. Los cuatro informes convergen en un punto esencial que el apagón fue multifactorial y no puede atribuirse a una causa única ni a un solo agente.

En consecuencia, en este apartado se analizarán las causas del apagón según los distintos informes publicados.

4.7.1. INFORME DE GOBIERNO (JUNIO 2025)

Este informe fue publicado el 17 de junio de 2025 siendo así el primer análisis oficial sobre el evento. El documento estructuró el hecho en fases. Además, formuló sus conclusiones desde una perspectiva multifactorial que evitaba así señalar a un único responsable. La vicepresidenta defendió que el apagón tenía un origen multifactorial lo que implica que se debió a una combinación de factores, en concreto de tres factores.

En primer lugar, se habla de que el 28 de abril no se disponía de la suficiente capacidad de control de tensión dinámica. Sara Aagesen defendió que la falta de capacidades fue producida porque o bien no estaban programadas con suficiencia o bien porque las que sí estaban programadas no proporcionaban lo que decía la norma o bien una combinación de ambas.

En segundo lugar, se mencionan las oscilaciones y se dice que estas condicionaron el sistema. Se habla de lo previamente mencionado que para poder lidiar con las oscilaciones se aplicaron las medidas previstas, que llevaban al aumento de tensión.

Como previamente se analizó esta era una situación caracterizada por conflicto entre medidas correctivas en donde las medidas para solucionar un problema empeoraban el otro.

En tercer lugar, se hablan de las desconexiones, en donde se menciona que algunas fueron aparentemente indebidas. Las desconexiones contribuyeron a la escalada de tensión y estas fueron la causa por la que se llegó al punto de no retorno. Aagesen dijo que si se hubiera actuado con anticipación se podría haber llegado a controlar la tensión.

Además, en el informe se desmintió un mito que estaba ampliamente extendido y es la causa de que el apagón fuera producido por un ciberataque. Se defendió que no existe evidencia de ciberincidente o ciberataque como causa de la crisis energética ni en el operador ni en los distintos niveles.

En este informe se realizó una investigación donde participaron más de 75 personas y estas se distribuyeron en 6 equipos.

Contaba con una coordinación público-privada sin precedentes y tres niveles de análisis:

- El operador del sistema
- Los centros de control repartidos por el territorio
- Las instalaciones de generación.

Este informe fue criticado por algunos sectores por su falta de profundidad técnica y por circunscribir el análisis a partir de las 12:00 h e ignorar los accidentes de los días previos. Sin embargo, este informe fue el primer documento oficial en el que se estableció el marco interpretativo del evento como un colapso multifactorial y esto los futuros informes lo confirmarían y ampliarían.

4.7.2. INFORME COMILLAS (SEPTIEMBRE 2025)

Este informe fue publicado el 29 de septiembre de 2025 y lo desarrollaron los profesores Luis Rouco, Enrique Lobato y Francisco M. Echavarren quienes son profesores del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Este informe fue encargado por Endesa e Iberdrola, lo que le otorga un punto de vista del lado de los generadores.

Se concluye que el cero energético fue a consecuencia de una combinación de factores:

En primera instancia, se habla de la inestabilidad de tensión en días previos. Haciendo referencia a episodios previos de inestabilidad en las tensiones ese mismo año, citando el 31 de enero, el 19 de marzo y el 22 y 24 de abril. También menciona que expertos han relacionado la situación previa al 28A con la de estos precedentes, particularmente con la del 22 y el 24 de abril.

Además, señala que los fenómenos de inestabilidad los días precedentes y la mañana del día 28 de abril entre las 9:00 y las 12:00 muestran el sistema de control de tensión de la red de transporte, que actualmente cuenta con una altísima penetración de generación renovable controlada con factor de potencia constante, no realizaba satisfactoriamente su función. Resaltando que su función consiste en lograr que las tensiones sigan las consignas independientemente de la forma de las propias consignas, de perturbaciones externas o cualquier cambio en la red.

En segundo lugar, habla de la insuficiente generación síncrona en la red en ese día. Mencionando que el número final de grupos térmicos acoplados a las 12:30, justo antes del evento, fue de 11 cifra que no se ha registrado en ningún otro día del año. Habla también de la inercia en la red en ese día y menciona un dato que llama la atención diciendo que no estaba uniformemente distribuida a lo largo del país. En la zona sur donde se originó el colapso la inercia era de 1,3 segundos, lo que corresponde a un 35% inferior a la recomendada por ENTSO-E. Además, da un mapa de la distribución de inercia ese día en el país.

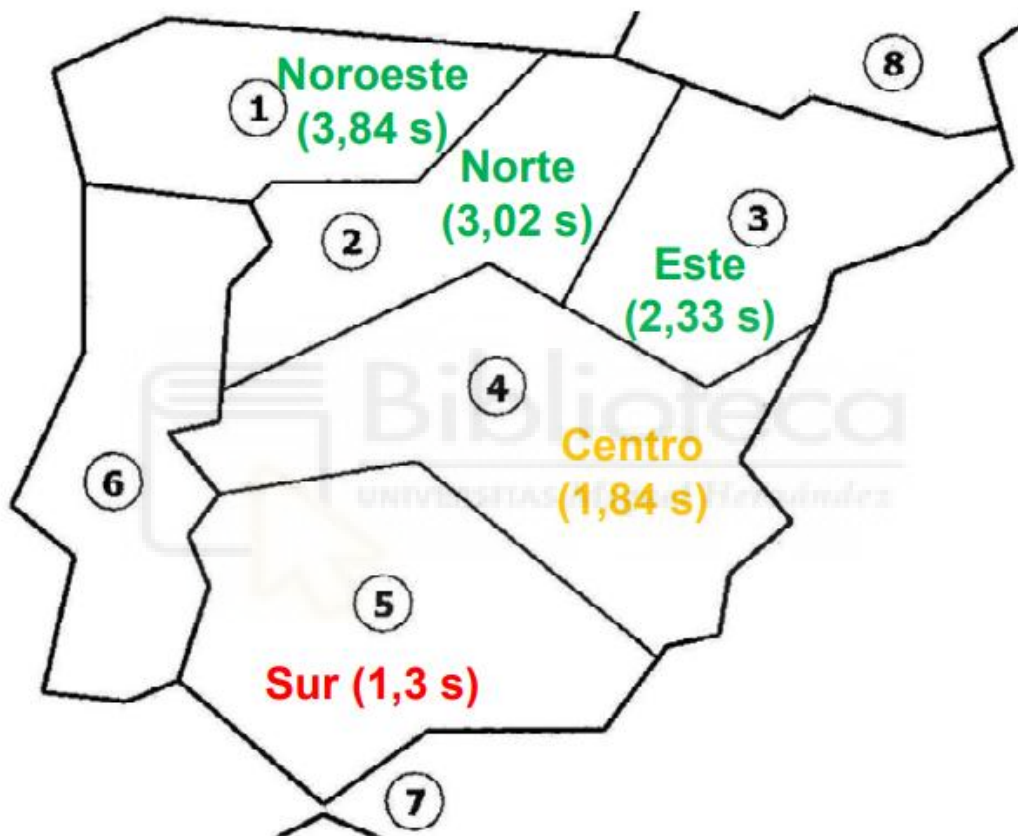


Figura 58. *Inercia en las áreas del sistema peninsular español*. Fuente: COMILLAS. EL CERO DE TENSIÓN ACAECIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO EL DÍA 28 DE ABRIL DE 2025.

En tercer lugar, también critica la debilidad de la red de transporte ya que en ese día el 35% de la extensión de la red a 400 kV estaba desconectada a las 9:00 horas en las áreas centro y sur, lo que condujo a la ocurrencia de oscilaciones poco amortiguadas. Concluye que las oscilaciones ocurren por transportes de energía eléctrica “elevados” a través de redes “débiles”.

Por último, habla del insuficiente margen de seguridad frente al colapso por sobretensión, que agravado por la desconexión de generación renovable y maniobras operativas que redujeron el margen de seguridad. Menciona que las medidas tomadas en la fase 1 por REE redujeron aún más el margen de seguridad, acelerando el colapso del sistema. El margen de seguridad en la red de 220 kV era de 1.019 MW, pero las desconexiones superaron los 1.600 MW, dejando al sistema margen ante cualquier perturbación adicional.

Este informe fue alabado por los expertos internacionales además de ser reconocido prestigio como Göran Andersson (ETH Zurich) y Pier Luigi Mancarella (Universidades de Melbourne y Manchester).

El IIT recomienda revisar los criterios de programación de generación síncrona y los procedimientos de control de tensión, especialmente en escenarios donde haya una alta penetración de renovables. Además, insta a utilizar métricas más avanzadas para anticipar situaciones de riesgo.

En el informe se señala que hasta que esos sistemas de control sean robustos y fiables, es preciso seguir utilizando la generación síncrona para asegurar la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica. Puesto que aún está por determinar hasta qué nivel se puede prescindir de la generación síncrona. También menciona que, en cualquier caso, este nuevo sistema eléctrico va a necesitar unos sistemas de control muy sofisticados que hay que poner en servicio asegurando su robustez y fiabilidad.

El informe también destaca la importancia de reforzar la coordinación entre los distintos agentes del sector eléctrico y de adaptar la operación del sistema a los nuevos retos de la transición energética, con una integración masiva de renovables.

4.7.3. INFORME ENTSO-E

ENTSO-E publicó dos informes, el informe final lo publicó el 20 de marzo de 2026 y fue casi un año después del apagón. Este documento fue elaborado por 49 expertos de operadores de transporte aparte de autoridades reguladoras de toda Europa. Este informe tiene una extensión de 40 páginas y constituye la investigación técnica más exhaustiva realizada sobre el evento. El informe publicado en octubre de 2025 es un análisis sin dar conclusiones por lo que este se diferencia porque el documento incorpora el análisis, la atribución de responsabilidades y una batería de 22 recomendaciones concretas.

El informe explica cómo el apagón fue consecuencia de la interacción de múltiples factores, descartando la existencia de una causa única. Estos eventos son:

- Oscilaciones
- Fallos en el control de tensión y potencia reactiva
- Diferencias en las prácticas de regulación de tensión
- Rápidas reducciones de producción y desconexiones de generadores en España, así como capacidades de estabilización desiguales.

Estos fueron los eventos que provocaron el rápido aumento de la tensión de la red además de provocar desconexiones en cascada de la generación y esto derivó en el cero energético.

Unos de los elementos que más de debate en el informe fue el origen de la primera oscilación. ENTSO-E situó entre los elementos determinantes dos oscilaciones críticas en el sistema, una de ellas con origen en una instalación de generación en Badajoz. Se habla de cómo la generación convencional no alcanzó los niveles de control de tensión exigidos por la normativa vigente, y de acuerdo con simulaciones incluidas en el análisis, una respuesta distinta de estas instalaciones podría haber evitado el colapso del sistema.

También se habla de que REE señaló a la planta fotovoltaica Núñez de Balboa de Iberdrola como el origen de la oscilación forzada, aunque la empresa lo negó atribuyendo el fallo a problemas generales de inercia en la red. No obstante, es importante subrayar que, a la fecha de elaboración de este trabajo, la atribución específica de la causa raíz al disparo de la planta fotovoltaica de Núñez de Balboa Badajoz sigue siendo objeto de disputa legal

entre REE e Iberdrola y no ha sido resuelta de forma definitiva en ninguno de los cuatro informes técnicos analizados. Por lo tanto, cualquier conclusión al respecto debe entenderse como una hipótesis técnica debatible, no como un hecho probado e incontestable.

Un punto en el informe de ENTSO-E que muchos han querido distorsionar es que el apagón no fue causado por el exceso de energías renovables, sino por una limitación en su gestión. Es decir, en el momento del incidente las centrales renovables funcionaban en un esquema de factor de potencia fijo, estas son centrales que en ese momento no podían actuar activamente en el control dinámico de la tensión. Esto se vio en los momentos previos al colapso cuando el voltaje empezó a subir y estas centrales no pueden estabilizarlo, en cambio su operación les hace desconectarse automáticamente para proteger sus equipos, agravando el desequilibrio. Esta limitación no es un defecto intrínseco de las renovables, sino el resultado de una normativa española que no les exigía ese comportamiento.

ENTSO-E en su informe además hace un reparto de responsabilidades. En el informe reparte la responsabilidad del incidente entre Red Eléctrica, las instalaciones de generación y las eléctricas, y señala la dificultad para obtener datos durante la investigación. En este informe se señaló que no había una única causa raíz, sino más bien lo relata como una cadena de fallos operativos y técnicos que se retroalimentaron mutuamente. Por lo que el informe apunta a responsabilidades compartidas a lo largo de los agentes del sistema.

En el informe se subraya que el escenario previo al incidente era ya delicado. Primeramente, conviene destacar que, la capacidad de generación convencional online estaba en mínimos históricos. Además, se habían detectado fluctuaciones severas los días 16, 22 y 24 de abril, días previos al colapso y estas fluctuaciones no llegaron a corregirse del todo. Cabe destacar que el 22 de abril, apenas 6 días antes el sistema soportó condiciones similares a las del 28 de abril, en este día el sistema no llegó a colapsar porque los fallos se produjeron en momentos diferentes mientras que el 28 de abril se produjeron todos al mismo tiempo.

Este análisis confirma que el 28A sea un evento estadísticamente singular por la ocurrencia y desafortunada simultaneidad del evento, que fue lo que ningún mecanismo de defensa del sistema fue capaz de anticipar y gestionar.

Además, ENTSO-E formuló 22 recomendaciones concretas agrupadas en seis áreas:

Vigilancia y control de tensión (Operación del sistema):

1. Implementar sistemas de monitorización de tensión en tiempo real con unidades de medición fasorial (PMU) de alta resolución.
2. Desarrollar herramientas predictivas para que los centros de control (como el de Red Eléctrica) puedan anticipar cuándo se agota el margen de maniobra de la tensión.
3. Automatizar las maniobras de control de voltaje para eliminar la lentitud de las decisiones manuales durante crisis que evolucionan en segundos.
4. Definir nuevos márgenes de seguridad dinámica para operar la red en escenarios donde haya un mínimo de centrales convencionales (síncronas) encendidas.

Gestión de la potencia reactiva (Generación):

5. Exigir por ley que todas las nuevas plantas eólicas y solares tengan la capacidad de inyectar y absorber "potencia reactiva" de forma rápida y dinámica.
6. Modificar urgentemente la regulación nacional para permitir y retribuir que las plantas renovables *ya existentes* participen en los servicios de control de tensión.
7. Instalar compensadores síncronos (grandes motores giratorios sin carga) en puntos críticos de la Península Ibérica para aportar estabilidad física a la red.
8. Integrar obligatoriamente a los grandes sistemas de almacenamiento (baterías) para que actúen como un amortiguador instantáneo ante caídas o picos de tensión.

Control de oscilaciones:

9. Desplegar sistemas de Alerta Temprana a nivel europeo capaces de detectar resonancias y oscilaciones de red antes de que se amplifiquen.
10. Actualizar los modelos matemáticos y simuladores de la red peninsular para que reflejen con precisión cómo se comportan los inversores solares y eólicos a gran escala.

11. Crear protocolos de acción rápida conjuntos entre los operadores de España (REE) y Portugal (REN) para amortiguar desajustes fronterizos.

Configuración de protecciones (Evitar el efecto cascada):

12. Realizar una auditoría urgente y recalibrar los sistemas de protección de todas las plantas de generación.
13. Modificar los Códigos de Red para ampliar los límites de tolerancia; es decir, obligar a las plantas a soportar picos y huecos de tensión más bruscos sin desconectarse.
14. Prohibir configuraciones en los inversores solares que provoquen desconexiones simultáneas ante anomalías que duren menos de medio segundo.
15. Mejorar la coordinación de los relés de seguridad entre las redes de alta tensión (transporte) y las redes urbanas/locales (distribución).
16. Actualizar los esquemas de deslastre automático (los sistemas que cortan la luz por barrios para salvar la red mayor) para que no agraven el problema de tensión al actuar.

Visibilidad de pequeñas instalaciones (Generación distribuida):

17. Exigir sistemas de telemedida y control remoto para el autoconsumo industrial y las comunidades energéticas superiores a 100 kW.
18. Reforzar los certificados de calidad técnica de los inversores comerciales pequeños para garantizar que no se apagan en bloque ante fallos de la red principal.
19. Crear plataformas digitales para que los distribuidores locales compartan datos en tiempo real con el operador nacional sobre cuánta energía solar "invisible" se está inyectando.

Planes de defensa y marco regulatorio:

20. Modificar los Reglamentos Europeos de Conexión de Red para adaptarlos de forma definitiva a un continente dominado por energías renovables (electrónica de potencia).

21. Obligar a realizar simulacros anuales conjuntos de "cero en red" (arranque tras un apagón total) utilizando exclusivamente energías renovables y baterías, sin depender del gas o el carbón.
22. Establecer un marco europeo estandarizado de intercambio de datos post-incidente para que las futuras investigaciones no se retrasen meses por burocracia, como ocurrió inicialmente entre España y la comisión investigadora.

Muchas de estas medidas son, como señaló el propio presidente de ENTSO-E, algo que se sabe hacer desde hace décadas.

Por último, en el informe se habla de la actuación regulatoria como respuesta. El 12 de junio de 2025, España actualizó el procedimiento de operación 7.4 y con ello se permitió que las centrales de generación renovables puedan contribuir al control de tensión. La implantación de esta nueva forma de operar se terminó de completar el 17 de marzo de 2026, tres días antes de la publicación del informe final de ENTSO-E. Esta medida permitirá disponer de un sistema más robusto y mejor preparado para prevenir incidentes de esta naturaleza.

Este informe es considerado por las asociaciones como un punto de inflexión. Cabe recordar que la generación renovable ha crecido rápidamente en Europa y este crecimiento está superando el ritmo de adaptación de la red.

El informe final de ENTSO-E cierra así el ciclo de investigaciones con un mensaje claro: el problema no fue la transición energética en sí, sino la velocidad con la que esa transición se ejecutó sin adaptar en paralelo el marco regulatorio, operativo y técnico que la debía sustentar.

4.7.4. INFORME CNMC (MARZO 2026)

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) publicó su informe el 19 de marzo de 2026, casi un año después del cero energético, en el que expone sus conclusiones y recomendaciones extraídas del incidente.

La aportación más relevante del informe es el diagnóstico de la causa que produjo el cero energético. En este análisis manifiesta la conveniencia y necesidad de seguir adaptando los marcos técnicos, operativos y normativos a un sistema eléctrico en continua transformación, caracterizado por una elevada penetración de generación renovable, una mayor complejidad operativa y una creciente volatilidad de las tensiones. Es decir, la CNMC identificó como causa estructural la comparación entre la alta velocidad de penetración de energías renovables y la baja velocidad con la que se adapta el marco regulatorio, operativo y técnico

El informe destaca que el sistema eléctrico disponía tanto de los recursos además de tener la obligación para el control de tensión en el momento del incidente, centrándose en el P.O. 7.4 y los mecanismos de regulación de tensión asociados. Cani Fernández, quien es la presidenta de la CNMC, defiende que los mecanismos regulatorios disponibles el 28 de abril eran suficientes para gestionar el sistema adecuadamente, además, asegura que el operador del sistema disponía en ese momento de numerosas herramientas no solamente de la naturaleza regulatoria, sino que también disponía de herramientas técnicas.

Su afirmación convertiría el incidente del apagón en un fallo de aplicación y coordinación, por lo que concluye que, para avanzar de forma eficaz, todo el sector debe coordinarse para desarrollar soluciones técnicamente robustas, proporcionadas y consensuadas entre los gestores de red, y con los agentes, que puedan implementarse en plazos razonables y que aborden las causas subyacentes de las cuestiones a mejorar.

En el informe también se mencionan las causas técnicas del apagón y las toma en torno a cuatro factores técnicos:

- **Volatilidad de la tensión creciente:** Habla del cómo un nuevo riesgo operativo estructural causado por la elevada penetración de energía renovable, combinada con el aumento de la complejidad operativa. Todo eso ha hecho que la volatilidad de la tensión se convierta en el principal problema del sector eléctrico español.

- **Incumplimiento de obligaciones de control de tensión:** La CNMC subrayó la necesidad de aplicar medidas que ayuden a controlar los cambios bruscos de tensión para que así no salgan del rango de seguridad y también pide refuerzo en la coordinación entre los gestores de red.
- **Falta de armonización en la normativa entre el sistema eléctrico español y estándares europeos:** Una propuesta de la CNMC consiste en avanzar en la modificación de la normativa a nivel nacional y europeo en aspectos como los límites de tensión y la temporalidad de las sobretensiones, se reconoce que la diferencia del límite de tensión entre España y Portugal generó tensiones operativas momentos previos al colapso.
- **Control de tensión desactualizado:** La presidenta de la CNMC reconoció ante el Senado que la operación del sistema eléctrico requiera de la modificación de más de 50 normas y esta modificación se ha estado haciendo desde el 2019. También se habla de que desde que se publicó el nuevo P.O. 7.4 en junio de 2025 hasta la fecha de su comparecencia, en marzo de 2026 solo había 60 instalaciones habilitadas para el nuevo control dinámico de tensión y con ello quiere decir que solo una fracción mínima de la generación operaba bajo el nuevo marco que según el informe este nuevo marco hubiera prevenido el apagón.

Una de las decisiones más controvertidas adoptadas por la CNMC fue no señalar responsables, a diferencia del resto de informes. La presidenta de la CNMC confirmó ante el Senado que el informe solo se recogería conclusiones y recomendaciones. La Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) denunció además que al no señalar culpables en un informe público se impedía a familias y empresas afectadas reclamar judicialmente daños y perjuicios.

El informe concluye que el origen del apagón recae sobre todos los agentes del sistema eléctrico, además añade que viendo la situación en la que se encontraba el sistema lo extraño es que solamente se haya producido el colapso en el 28 de abril. En España, su política energética se ha basado durante años en la instalación de energías renovables debido a que son una opción más barata, derivando en un sistema frágil y complejo de operar.

4.7.5. CAUSAS FUNDAMENTALES

Una vez analizados los cuatro Informes se da a identificar las seis causas fundamentales del apagón del 28 de abril:

- **Insuficiente generación síncrona:** Esta causa es la más señalada por todos los informes. La programación de ese día dejó al sur peninsular con un único ciclo combinado operativo en Andalucía en el momento de mayor generación fotovoltaica. Esta decisión de programación redujo drásticamente la capacidad del sistema para absorber reactiva y amortiguar perturbaciones.
- **Marco regulatorio obsoleto:** El P.O.7.4 regulaba el control de tensión desde el año 2000 donde la participación de las renovables era muy inferior a la actualidad. La revisión de este procedimiento empezó en 2021 y no se completó hasta dos meses después del apagón.
- **Comportamiento inadecuado de parte de la generación:** Parte de la generación convencional no alcanzó los niveles de control de tensión que se especifican en la normativa vigente. Además, parte de la generación renovable se desconectó antes de alcanzar los umbrales normativos de sobretensión. En conclusión, estos dos comportamientos agravaron la desconexión en cascada.
- **Debilidad de la red de transporte:** El 28 de abril más de un tercio de la red de 400 kV se encontraba desconectada por mantenimiento y este hecho provocó una reducción del sistema para redistribuir potencia reactiva entre zonas y limitó los grados de libertad del operador.
- **Maniobras operativas que redujeron el margen de seguridad:** Las acciones que el operador del sistema ha realizado durante la Fase 1 para amortiguar las oscilaciones, aunque técnicamente correctas según los protocolos vigentes, tuvieron como efecto secundario elevar las tensiones y reducir el margen de seguridad frente al colapso por sobretensión provocando una bajada del margen de seguridad.
- **Limitada interconexión y aislamiento energético:** La limitada capacidad de intercambio con el sistema europeo impidió al sistema ibérico recibir soporte

exterior en el momento crítico, y la pérdida de esa interconexión selló definitivamente el colapso.



5. CONSECUENCIAS E IMPACTO

El apagón del 28 de abril de 2025 no fue únicamente un evento técnico. Sus consecuencias se extendieron a todos los ámbitos de la sociedad española y portuguesa, afectando a millones de personas, paralizando la actividad económica, poniendo a prueba la resiliencia de las infraestructuras críticas y generando un profundo debate institucional y político sobre el modelo de transición energética.

En este capítulo se buscará analizar todas esas consecuencias que tuvo el apagón. Con el objetivo de entender que un colapso del sistema es un evento de magnitud desastrosa y sus efectos van mucho más allá de cuando vuelve el suministro y del tiempo que se estuvo sin luz.

5.1. IMPACTO HUMANO

El cero energético del 28 de abril de 2025 fue clasificado como una tragedia humana. El corte de electricidad afectó a más de 50 millones de personas de los países España, Portugal, Andorra y Francia, aunque este último en menor proporción y solamente en la zona sur. El impacto humano va desde la afectación general a la vida cotidiana hasta víctimas mortales directos.

El primer efecto masivo e inmediato del apagón fue el bloqueo de todos los ascensores de España y Portugal. Provocó que la gente se quedara atrapada dentro de un ascensor por ejemplo en Madrid entre las 12:30 y las 20:30 se produjeron un total de 3.139 llamadas al 112 por personas atrapada en ascensores. Estas cifras son solo un reflejo de la real magnitud ya que esto sucedió en todas las ciudades de España y Portugal. Para las personas mayores que viven en pisos elevados y sin posibilidad de usar las escaleras el bloqueo de los ascensores se tradujo en aislamiento dentro de sus viviendas y un problema si estaban fuera de estas.

Además, en Sierra Nevada tuvieron que rescatar a 16 personas que estaban atrapadas en un teleférico que dejó de funcionar por el corte de luz.

En cuanto a los electrodomésticos, el apagón convirtió en inútiles de golpe a todos los electrodomésticos de los hogares. Las neveras dejaron de enfriar y se convirtieron en relojes que marcaban el tiempo que quedaba antes del deterioro de los alimentos. Los hornos

eléctricos dejaron de funcionar y esto obligó a las familias a improvisar soluciones para cocinar y alimentarse durante el periodo de reposición. Tampoco funcionaban los sistemas de calefacción y climatización, se apagaron en un día de primavera donde la temperatura en algunas zonas superaba los 25 grados.

Los teléfonos móviles y ordenadores continuaron funcionando mientras dispusieron de batería, aunque su utilidad se vio limitada ante la imposibilidad de recargarlos. Sin embargo, sin internet ni señal móvil, su utilidad quedó reducida. En cuestión de minutos, muchas oficinas quedaron completamente inoperativas debido a los ordenadores apagados, los servidores inaccesibles, los sistemas de telefonía caídos y una desconexión total con el exterior.

En este escenario varias familias optaron a volver a utilizar un aparato que era considerado obsoleto, la radio. Ya fuera la radio de los vehículos o la radio que funciona a base de baterías, se convirtió en el único medio de comunicación al que la población pudo acceder para saber que estaba pasando ante la ausencia de televisión e internet. Este escenario demostró la dependencia de infraestructuras eléctricas para acceder a información y esto representa una vulnerabilidad crítica que los planes de protección civil no habían resuelto.

En cuanto a las víctimas mortales, los informes confirmaron que por lo menos ocho personas perdieron por causas directamente relacionadas con el 28A, de esas ocho personas fueron siete en España y una en Portugal.

En Alzira, Valencia, unos minutos después de que el país se quedara sin luz, se produjo un fallo de un mecanismo de un soporte vital que provocó el fallecimiento de una mujer, Bibiliana, de 46 años con patología pulmonar, esta murió minutos después del apagón debido a que el concentrador de oxígeno al que estaba conectada quedó inoperativo. Se estuvo 20 minutos intentando reanimarla hasta la llegada de servicios médicos, pero sin éxito. Equipos como concentradores de oxígeno, máquinas de diálisis domiciliaria, respiradores o sillas de ruedas eléctricas quedaron inoperativos, poniendo en riesgo directo la vida de sus usuarios.

También se produjeron intoxicaciones por monóxido de carbono, por el uso de generadores portátiles. El caso más trágico fue el de una familia en Taboadela, Ourense, fallecida por una mala combustión de un generador utilizado para alimentar un respirador médico.

Ocurrió debido al desconocimiento del riesgo, debido a que estos generadores emiten gases tóxicos por ende son de uso exterior, esta familia no era consciente de ello y utilizaron el generador en un espacio cerrado y este error tuvo consecuencias letales. Esta tragedia evidenció una vulnerabilidad social no contemplada por los planes de emergencia: la ausencia de protocolos específicos y la dependencia de equipos médicos domiciliarios alimentados eléctricamente.

Una mujer, Sonia, de 52 años, que vivía en Carabanchel, Madrid murió y trece personas más sufrieron una intoxicación debido a un incendio producido la noche del apagón. Se sospecha que el uso de velas como alternativa de iluminación fue la causa probable del incendio.

En Basauri, Vizcaya, se reportó el fallecimiento de una persona durante el apagón que dependía de un equipo de soporte respiratorio. Tras la interrupción del suministro eléctrico, el fallo del equipo provocó un deterioro irreversible de sus constantes vitales hasta su fallecimiento.

La última víctima mortal, una persona con esclerosis lateral amiotrófica (ELA) murió tras quedar inoperativo su sistema de ventilación mecánica, esencial para respirar. La familia denunció la falta de asistencia inmediata y de planes de contingencia para pacientes con necesidades críticas durante emergencias eléctricas.

En Portugal también hubo una víctima mortal producida por el apagón, una mujer de 77 años falleció en Oporto mientras estaba conectada a un respirador. Su muerte fue la primera reconocida públicamente como víctima directa del apagón, y ha sido clave en la investigación abierta por las autoridades lusas.

El impacto humano del 28A revela que la vida moderna depende de un suministro eléctrico constante y sin interrupciones. Se reflejó en cómo un corte de suministro de apenas unas horas se convirtió en una crisis sanitaria, social y doméstica que afectó a decenas de millones de personas.

Todas estas víctimas mortales hacen que los expertos exijan una revisión urgente de las políticas de atención domiciliaria, con especial atención a los pacientes dependientes de sistemas eléctricos. La ausencia de protocolos específicos para personas dependientes de equipos médicos domiciliarios, junto con la falta de formación ciudadana sobre los

riesgos asociados al uso de generadores portátiles y la inexistencia de sistemas prioritarios de asistencia, convirtió una emergencia grave en una tragedia evitable.

5.2. IMPACTO ECONÓMICO

El cero energético supuso una paralización durante horas de la actividad en empresas, industrias y servicios públicos, este fenómeno afectó tanto a ciudades como a zonas rurales. Además, el apagón puso en evidencia la vulnerabilidad de la economía nacional ante incidentes energéticos y se abrió un debate sobre la resiliencia de las infraestructuras críticas. El 28A, si bien su duración fue limitada y parte de la actividad se recuperó en los días siguientes, las cifras manejadas por organismos y expertos dejan claro que el coste ha sido elevado.

Para la estimación de las consecuencias económicas del apagón se tuvieron en cuenta desde pérdidas directas por la paralización de fábricas hasta las consecuencias indirectas en el comercio, el turismo o el transporte.

Diversos informes sitúan las pérdidas económicas entre los 1.000 y 1.600 millones de euros, aunque algunas proyecciones iniciales alcanzaron hasta los 4.500 millones si se considerara el impacto máximo teórico de un día completo sin actividad productiva.

El producto interior bruto, que para contextualizar es el valor total de todos los bienes y servicios que se producen en un país (en este caso España) durante un periodo de tiempo determinado y actualmente, es el indicador económico más usado para medir el tamaño y la salud de una economía. Este fue afectado por el 28A de forma significativa en sus efectos inmediatos, pero tuvo menor impacto de lo que se preveía. Partiremos de la base de que, el gasto de los hogares cayó un 34% y eso equivale a dejar de producir un tercio de la actividad económica diaria del país. Teniendo en cuenta que el PIB diario de España ronda los 4.100 millones de euros, la paralización de la actividad durante más de diez horas supuso una pérdida bruta de producción de enorme magnitud. Por suerte, los análisis posteriores mostraron que una parte de ese consumo más que destruirse más bien se aplazó, lo que implica que a los días siguientes al 28A se mostró un repunte del gasto que compensó algo más de la mitad de la caída. CaixaBank Research, usó datos reales con pagos hechos con tarjeta para estimar el efecto del apagón sobre el PIB, concluyó que el efecto sería inferior a una décima porcentual lo que equivale a menos de 400 millones de euros.

No obstante, determinados impactos resultaron irrecuperables como las reuniones de negocios canceladas, los turistas que no prolongaron su estancia o las líneas de producción industrial que no recuperaron las unidades no fabricadas representan una pérdida económica que ningún efecto rebote puede restituir.

El sector industrial, que posee un peso aproximado del 16% del PIB, fue el más afectado. El corte eléctrico detuvo en seco línea de producción enteras y conllevó a que grandes plantas como Seat en Martorell, con más de 14.000 empleados, las tres líneas de montaje quedaron paralizadas al instante. Situación similar se vivió en la planta de Ford en Almussafes, donde la falta de electricidad forzó el cese completo de las operaciones.

También en el complejo petroquímico de Tarragona se activaron los protocolos de parada segura para evitar accidentes mayores, demostrando la criticidad de un suministro eléctrico continuo en entornos industriales de alto riesgo. La refinería Petronor situada en Muskiz, Vizcaya se tuvieron que parar procesos críticos. Además, algunos hornos eléctricos quedaron inservibles, lo que obligó a inversiones millonarias para su sustitución.

Los supermercados tampoco se libraron de las consecuencias. Cadenas como DIA y Ahorramas cerraron buena parte de sus tiendas ante la imposibilidad de operar en condiciones de seguridad y eficacia. Sin embargo, aquellas empresas que contaban con generadores eléctricos, como Alcampo, El Corte Inglés o Mercadona, consiguieron mantener cierta normalidad, aunque con evidentes limitaciones. Por otro, la hostelería y los autónomos también registraron pérdidas significativas. Según la Asociación de Trabajadores Autónomos (ATA), este colectivo concentró alrededor de 1.300 millones de euros en pérdidas, afectando especialmente al comercio y la hostelería.

Unos de los daños más significativos que sufrió tanto la hostelería y los supermercados por igual fue la rotura de la cadena de frío provocando daños de 53 millones de euros en la distribución alimentaria, estos daños se deben a la pérdida de productos por la deterioración provocada por la ausencia de la refrigeración durante más de diez horas.

Por último, es relevante hablar del tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada, el TIEPI. El TIEPI es el indicador oficial de calidad de suministro eléctrico en España y este mide cuantas horas al año pierde de media cada kilovatio de potencia instalada en la red como consecuencia de interrupciones de suministro.

El TIEPI se rige por la siguiente formula:

$$\text{TIEPI} = \Sigma (\text{Potencia interrumpida} \times \text{Duración de la interrupción}) / \text{Potencia total instalada}$$

Esta unidad se expresa en horas/año y es el indicador que usa tanto la CNMC como el Ministerio para evaluar la calidad del servicio de las distribuidoras eléctricas (Iberdrola, Endesa, Naturgy, entre otras). Asimismo, también se usa para calcular las compensaciones a los consumidores cuando el suministro falla por encima de los umbrales legales.

En España la normativa establece valores máximos de TIEPI por zona, diferenciando entre zonas urbanas densas (donde se exige mayor fiabilidad) y zonas rurales (donde se permite un TIEPI mayor dada la menor densidad de carga y el mayor coste de redundar infraestructuras).

El apagón del 28A fue un evento de magnitud completamente fuera de escala respecto a cualquier referencia histórica de TIEPI. Para entender la diferencia: un TIEPI anual típico en una zona urbana española ronda las 0,5-1 hora. El 28A añadió de golpe entre 12 y 17 horas de interrupción para prácticamente toda la red de distribución peninsular en un único evento. Esto equivale a acumular entre 12 y 34 veces el TIEPI anual normal en un solo día.

El análisis anterior permite concluir que:

- El apagón ha costado millones al PIB español.
- Servicios e industria han sido los sectores más perjudicados.
- Las pequeñas empresas y autónomos concentran buena parte del daño directo.
- Parte del impacto podrá recuperarse, pero hay costes que serán irreversibles.
- Se prevé una revisión profunda del modelo energético nacional para reforzar su seguridad ante futuros incidentes.

Lo que sí es seguro es que el 28 de abril de 2025 quedará como un duro recordatorio del precio real que paga una economía avanzada cuando falla el suministro eléctrico, aunque sea durante unas horas.

5.3. IMPACTO EN INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS

Otro impacto que tuvo el 28A fue en las infraestructuras como semáforos, ferrocarriles, vías de metro y las telecomunicaciones. Se mostró como las infraestructuras críticas modernas son sistemas dependientes de la red y eso se demostró cuando el sistema eléctrico colapsó, puesto que todas las infraestructuras críticas colapsaron también.

En cuanto al transporte por carretera, en las ciudades se contempló un colapso en la movilidad urbana y de los principales corredores logístico. Esto fue producido debido a que el servicio de semáforos, señalización electrónica y sistemas de control de tráfico desapareció cuando el sistema colapsó. Esto generó importantes atascos y múltiples incidentes. Además, el tráfico de camiones por autovía era inexistente porque por un lado, el transporte de mercancías por carretera se vio interrumpido durante varias horas y por el otro dado que el apagón paralizó los puntos de carga y descarga, obligando al sector del transporte de mercancías por carretera a detener su actividad.

El apagón también afectó gravemente al transporte ferroviario, se produjeron retrasos y cancelaciones que afectaron al tráfico intermodal de mercancías. Renfe por su parte, informó la paralización total de los trenes, lo que dejó sin operatividad a las estaciones y comprometió el flujo logístico a nivel nacional. A esto se sumaron fallos en los sistemas de pago electrónico y en la conectividad bancaria, dificultando el acceso a servicios esenciales para el comercio. Sin embargo, el impacto más importante lo tuvieron los trenes de alta velocidad debido a que estos se detuvieron en zonas muy alejadas de las estaciones y no había posibilidad de evacuación inmediata.

Como consecuencia, los pasajeros permanecieron en los vagones sin climatización ni información de la situación durante horas. ADIF y Renfe desplegaron locomotoras diésel de rescate, pero las operaciones de evacuación y auxilio se prolongaron durante más de cuatro horas pero los viajeros de al menos dos trenes permanecieron a bordo en plena vía durante toda la noche del 28 al 29 de abril.

Los aeropuertos por otra parte tenían generadores de emergencia para que funcionaran las torres de control y los sistemas de facturación. Sin embargo, eso no impidió que los accesos a estos colapsaron y los retrasos fueron generalizados.

Por ejemplo, en Aena informó incidencias pese al respaldo energético en la mayoría de las terminales y en el aeropuerto Adolfo Suárez Madrid-Barajas, uno de los principales centros logísticos aéreos de Europa, se suspendieron temporalmente las salidas y llegadas alrededor del mediodía.

En los puertos logísticos, se produjeron interrupciones parciales en su operativa provocando un aumento de riesgo de cuellos de botella en el flujo de mercancías. En el Puerto de Algeciras, uno de los principales del país, se activó un Comité de Crisis ante el corte de suministro eléctrico

El colapso de las telecomunicaciones fue otra de las consecuencias más graves del 28A. Los rúters de hogares y empresas se apagaron de inmediato al perder alimentación eléctrica, cortando el acceso a internet. Las redes móviles resistieron algo más gracias a los generadores y baterías de respaldo de las antenas, aunque no todas las operadoras disponían de estos sistemas al no ser obligatorios. A las 18:06 h se produjo el colapso definitivo de las comunicaciones móviles por agotamiento de baterías, convirtiendo la radio analógica en el único canal informativo disponible.

También, el apagón tuvo un gran efecto en la sanidad, pero esta fue la que mejor respondió. Por norma general los hospitales poseen generadores y planes de emergencia de contingencia bien establecidos, pero este evento puso a prueba el Sistema de Salud de España. En los hospitales la falta de energía es un gran problema para los pacientes, enfermos respiratorios, pacientes en diálisis, personas con esclerosis lateral amiotrófica, diabéticos.

Los generadores de emergencia no equivalen a operar con normalidad por lo que se vio muy limitada su capacidad operativa y su autonomía, un ejemplo de estas limitaciones fue en los quirófanos dado que se cancelaron todas aquellas citas programadas que no fueran de urgencia y los servicios de diagnóstico por imagen y laboratorio quedaron fuera de servicio en los centros sin respaldo completo. Sin embargo, se logró mantener la actividad urgente, aunque algunas zonas tuvieron que reservar toda la energía disponible para la actividad urgente. Algunos hospitales estimaron una autonomía de tres o cuatro días con sus grupos electrógenos; otros, como el Vall d'Hebron de Barcelona, la cifraron en torno a 40 horas.

La experiencia del apagón demostró la profunda dependencia entre la red eléctrica y la salud, viendo cómo las consecuencias van directamente a los pacientes. Los generadores si bien cubrieron el tiempo necesario son vulnerables a tiempo prolongado por lo que es necesario

un mantenimiento riguroso de los sistemas de emergencia, protocolos actualizados y simulacros periódicos que garanticen una respuesta eficaz ante futuras crisis energéticas.

Por último, el cero energético provocó la caída simultánea de todos los sistemas de pago electrónico. La sociedad española se transformó en una economía de pago en efectivo en cuestión de segundos dado que los cajeros automáticos quedaron inoperativos debido a la pérdida de conexión eléctrica y de datos. Solamente operaba en el día del apagón aquellos comercios que operaran en efectivo, no obstante, la mayoría de la población no disponía de monedas ni billetes suficientes. Esta situación revela que la digitalización total del sistema, que era celebrada durante años como un avance de modernización, había eliminado cualquier mecanismo de resiliencia ante un corte eléctrico prolongado.

En conclusión, el 28A evidenció que los sectores que más han apostado por la digitalización fueron los más vulnerables y la eliminación de mecanismos analógicos como respaldo se vio como una fragilidad estructural. Una de las lecciones más importantes que dejó el apagón fue que la resiliencia de una sociedad no puede medirse solo por la velocidad con la que recupera el suministro, sino por su capacidad de funcionar, aunque sea de forma degradada, mientras ese suministro no existe.

5.4. IMPACTO INSTITUCIONAL

El 28A también trajo consecuencias en el ámbito institucional, puso a prueba la capacidad de respuesta del Estado y abrió un intenso debate político que casi un año después sigue sin cerrarse.

Ante la magnitud del apagón, los gobiernos tanto de España como de Portugal declararon el estado de emergencia nacional mientras se reactivaba el suministro. En España, las Comunidades Autónomas de Andalucía, Extremadura, La Rioja, Madrid y solicitaron la declaración de la emergencia de interés nacional mediante la Orden INT/399/2025, de 28 de abril, por la que se declara la emergencia de interés nacional en el territorio de diversas comunidades autónomas como consecuencia de la interrupción del suministro eléctrico acaecida el 28 de abril de 2025. El resto de las comunidades autónomas optaron por gestionar el apagón por su cuenta.

Es primordial entender que el artículo 28 de la Ley 17/2015, de 9 de julio, del Sistema Nacional de Protección Civil, establece que son emergencias de interés nacional, entre otras,

aquellas en las que sea necesario prever la coordinación de diversas administraciones públicas porque afecten a varias comunidades autónomas y exijan una aportación de recursos a nivel supraautonómico, así como las que por sus dimensiones efectivas o previsibles requieran una dirección de carácter nacional. En estos supuestos, conforme al artículo 29, corresponde la declaración de interés nacional a la persona titular del Ministerio del Interior, bien por propia iniciativa o a instancia de las comunidades autónomas o de los delegados del Gobierno en las mismas.

Primero, se declara la emergencia de interés nacional en el territorio de las Comunidades Autónomas de Andalucía, Extremadura, La Rioja, Madrid y Murcia, como consecuencia de la interrupción del suministro eléctrico acaecida el 28 de abril de 2025, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 28 y 29 de la Ley 17/2015, de 9 de julio, del Sistema Nacional de Protección Civil.

Segundo, es el deber del ministro de Interior la dirección de la emergencia es quien comprenderá la ordenación y coordinación de las actuaciones y la gestión de todos los recursos estatales, autonómicos y locales del ámbito territorial afectado, de conformidad con el artículo 30 de la Ley 17/2015, de 9 de julio.

Además, en función de la gravedad de la situación, se podrá requerir la colaboración de las diferentes Administraciones públicas que cuenten con recursos movilizables, aunque la emergencia no afecte a su territorio.

En tercer lugar, la presente declaración de interés nacional surtirá efectos desde el momento en que se acuerda hasta que se declare su finalización una vez restablecida la normalidad, y se comunicará a los órganos competentes de las comunidades autónomas afectadas.

Después del cero energético, concretamente el 12 de junio de 2025, se constituyeron las comisiones del Senado y trabajó nueve meses, con casi 30 comparecencias de expertos, responsables técnicos y cargos políticos. Sus sesiones estuvieron marcadas desde el principio por un choque político. La comparecencia de la presidenta de Red Eléctrica, Beatriz Corredor, evidenció un enfrentamiento técnico y político en torno a las causas del colapso y a la asunción de responsabilidades, en un contexto marcado por discrepancias entre informes oficiales, declaraciones previas y advertencias sobre la estabilidad futura del sistema.

El debate en la comisión se desarrolló alrededor de tres posiciones:

- 1) El operador del sistema quien sostuvo que el apagón se podía haber evitado si las centrales con obligación de aportar la capacidad de control de tensión no hubieran incumplido.
- 2) Las compañías eléctricas argumentaron que el episodio se realizó por un error en la planificación de Red Eléctrica.
- 3) El Gobierno defendió que existían los mecanismos regulatorios suficientes para evitarlo.

Un punto de inflexión en los trabajos de la comisión fueron las conversaciones entre técnicos de Red Eléctrica y compañías eléctricas, tanto el día del apagón como en días previos. En estas conversaciones se hablan de las oscilaciones que había desde el 16 de abril, es decir, las oscilaciones previas al incidente.

Los debates sobre el 28A no solo hablaban de la búsqueda de responsabilidades, sino que también se debatió en profundidad sobre el modelo energético del sistema eléctrico español.

Por un lado, algunos senadores vincularon la fragilidad operativa del sistema con decisiones estratégicas en el ámbito de la transición energética señalando el cierre progresivo de nucleares. El Gobierno, en respuesta, defendió que tras el incidente se han tomado medidas con el objetivo de reforzar tanto la red eléctrica española como mejorar su capacidad de respuesta y con todo ello lograr que un evento como el 28A no se repita.

Se puede concluir que el 28A demostró que la estabilidad del sistema eléctrico no solo depende de la parte técnica, sino que también es una cuestión de gobernanza, regulación y decisiones políticas de largo alcance.

6. ANÁLISIS COMPARATIVO: GRANDES APAGONES HISTÓRICOS

El 28A no fue el primer apagón de la historia, ni tampoco el más extenso en cuanto a número de personas afectadas. No obstante, sí fue el primero en Europa originado por un colapso de sobretensión. Eso es lo que convierte al apagón del sistema ibérico en un caso tan singular como interesante.

Para que se comprenda la singularidad de este incidente en este apartado se van a analizar algunos de los apagones históricos más importantes que han marcado la evolución del conocimiento técnico del sistema eléctrico.

6.1. APAGÓN PRODUCIDO EN EL NORESTE DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ EL 9 DE NOVIEMBRE DE 1965, EL PRIMER GRAN APAGÓN DE LA HISTORIA

Este apagón ocurrió el 9 de noviembre de 1965 a las 17:16 h. Fue provocado por un relé de protección de respaldo defectuoso en la central eléctrica Sir Adam Beck, cerca de las cataratas del Niágara, Ontario, el evento causó la pérdida de más de 20.000 MW de carga eléctrica y provocó cortes de energía que duraron de 3 a 14 horas, y la ciudad de Nueva York experimentó hasta 13 horas sin energía.

Se dejó en la oscuridad a más de 36 millones de personas de la costa noreste de Estados Unidos y Canadá, más de un millón de personas se quedaron atrapadas en ascensores, medios de transporte y escaleras eléctricas.

6.1.1. CONTEXTO HISTÓRICO

En 1965, la red eléctrica del noroeste se conformó en una vasta infraestructura eléctrica interconectada que abarcaba la red eléctrica del noreste de Estados Unidos y Ontario, Canadá. Fue diseñada para facilitar el reparto de energía entre múltiples empresas de servicios públicos y así satisfacer las necesidades regionales.

En la red operaban importantes empresas de servicios públicos como Ontario Hydro, que operaba importantes instalaciones hidroeléctricas; Niagara Mohawk Power Corporation, que prestaba servicio al norte del estado de Nueva York; y Consolidated Edison, responsable del suministro de la ciudad de Nueva York.

Esta red parte de la interconexión oriental canadiense-estadounidense, conectaba sistemas a través de las fronteras estatales e internacionales, abarcando vínculos con el grupo de Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland (PJM) y las empresas de servicios públicos de Nueva Inglaterra, pero operaba sin un centro de control centralizado, dependiendo en cambio de operaciones de despacho descentralizadas.

La red contaba con lo siguiente:

- Líneas de transmisión de alto voltaje, como líneas de 345 kV que conectaban Niagara con Albany y la ciudad de Nueva York.
- Líneas de 230 kV desde instalaciones canadienses a redes estadounidenses
- Cables subterráneos de 138 kV en áreas urbanas gestionadas por Consolidated Edison.

En cuanto a las subestaciones críticas, se encontraba Sir Adam Beck No. 2 en el río Niágara, una central hidroeléctrica con una capacidad aproximada de 1280 MW operada por Ontario Hydro, que servía como un importante centro para la exportación de energía a los Estados Unidos.

Sin embargo, el sistema carecía de capacidades de monitoreo automatizado y programación estandarizada para relés de protección, con configuraciones a menudo basadas en configuraciones anteriores, como un umbral de relé de 375 MW de 1963, que resultó

insuficiente para condiciones de carga cambiantes, lo que contribuyó a vulnerabilidades en la detección y respuesta a sobrecargas.

La expansión económica posterior a la Segunda Guerra Mundial impulsó un rápido crecimiento de la demanda de electricidad en todo el noreste del país. Hubo un aumento del consumo energético estadounidense procedente de la electricidad del 12 % del total de la energía en 1940 al 20 % en 1960. Asimismo, se triplicó el consumo medio de los hogares entre 1935 y 1950.

Este aumento, impulsado por la adopción de electrodomésticos y la expansión industrial, se produjo a tasas anuales del 7-8% en la década de 1950, lo que llevó a las empresas de servicios públicos a profundizar la dependencia de las interconexiones para el equilibrio de energía sin implementar salvaguardas adecuadas como estándares de relés coordinados o supervisión en tiempo real de todo el sistema. Para 1965, la interconexión PJM por sí sola soportaba unos 19.000 MW para más de 20 millones de personas, lo que subraya la magnitud de esta infraestructura interdependiente pero fragmentada.

6.1.2. CONDICIONES PREVISTAS

El día del apagón había una ola de frío que azotó el noreste de Estados Unidos y Ontario. Se dieron temperaturas vespertinas que rondaban los 4 °C (40 °F) en zonas clave como la ciudad de Nueva York, lo que provocó un aumento de la demanda de electricidad para la calefacción residencial al caer la tarde. Por lo que el clima causó un incremento repentino de la demanda del sistema y eso agravó la presión sobre la red eléctrica durante un periodo típico de enfriamiento otoñal.

La carga eléctrica total aumentó, debido al pico de consumo, que combinó la demanda industrial con las necesidades residenciales de iluminación, cocina y calefacción complementaria, elevando el consumo regional a aproximadamente 43 600 MW, cerca del límite de la capacidad de generación de 49 000 MW de los sistemas interconectados. Esta alta demanda provocó que las compañías operaran cerca de su límite para abastecer a los centros urbanos.

La causa técnica se dio en la tarde del 9 de noviembre, en la estación Sir Adam Beck No. 2, cerca de las Cataratas del Niágara en Ontario. Allí había un pequeño relé de protección con un umbral de 375 megavatios que tenía una configuración obsoleta puesto que fue hecha en 1963

y no contaba con el aumento de la demanda. Este relé cometió un fallo a las 17:16 h, detectó una variación de tensión en una línea que pese a ser mínima, el relé la interpretó como fuera del rango soportable y procedió a interrumpir el suministro hacia el sur de Ontario. En un instante el sistema interconectado intentó compensar esta interrupción canalizando la demanda desde la planta generadora de Robert Moses en Lewiston, Nueva York. Sin embargo, esta se sobrecalentó y automáticamente se apagó, esto desbalanceó todo el sistema llevándolo al colapso. Además, paralelamente el exceso de energía generada en Adam Beck se canalizó hacia las líneas del este sobrecalentándolas y sacándolas de servicio.

Los dos fallos fueron haciendo que la red colapsara por sobrecarga, se desencadenó un fallo en cadena catastrófico. La sobrecarga se propagó rápidamente a través de las interconexiones de la red, desconectando las centrales eléctricas una tras otra en un efecto dominó imparable, dejando en minutos a 36 millones de personas sin energía, a excepción de la planta de Niagara que aún casi aislada del sistema, siguió funcionando.

Ciudades icónicas como Nueva York, Boston y Toronto se paralizaron y al ser el primer gran apagón urbano en New York y otros centros urbanos, las personas atrapadas en ascensores, trenes elevados y subterráneos se quedaron esperando que la tecnología los viniera a rescatar, esto nunca ocurrió. Conforme avanzaba la noche, los equipos de rescate se vieron sobrepasados y la mayoría de los afectados pasaron la noche en el lugar que los sorprendió el apagón

La reposición del suministro fue extremadamente lenta debido a que en muchas zonas la mayoría de las centrales necesitaban energía exterior para arrancar. La central clave en el proceso de reposición fue la hidroeléctrica de Rochester, que se mantuvo en línea durante todo el apagón y su energía se utilizó para arrancar generadores apagados, que a su vez permitieron arrancar otros, en un proceso en cascada inversa que requirió horas de trabajo manual de los ingenieros de las distintas plantas. A las 13 horas después del apagón, comenzaron a entrar nuevamente en funciones las plantas generadoras permitiendo así que la gente saliera de sus prisiones tecnológicas.

A pesar de la magnitud y la sorpresa inicial, el evento se caracterizó en gran medida por la calma y la cooperación cívica. Se desplegaron 10000 miembros de la guardia nacional además de 5000 policías fuera de servicio por posibles saqueos y revueltas. Al final, solo se registraron cinco casos de saqueo y la cifra de criminalidad durante la noche fue la más baja registrada

en la historia de la ciudad. Fue un comportamiento ejemplar que los sociólogos relacionaron con tres factores:

- 1) Los comercios aún estaban abiertos cuando comenzó el apagón.
- 2) La ciudadanía esperaba que la luz volviera pronto al ser un fenómeno desconocido.
- 3) Existía una cohesión social característica de la época.

Las consecuencias de este apagón fueron profundas y cambió para siempre la forma en la que se ve la fiabilidad de los sistemas eléctricos. La Comisión Federal de energía convocó un panel de expertos procedentes de compañías eléctricas, universidades y agencias gubernamentales para elaborar las recomendaciones. En su informe, publicado en 1967 se daban 34 mejores propuestas, una de ellas que destaca era la que los aeropuertos y hospitales dispusieran de generadores de emergencia propios, otra que destacó es que los edificios públicos dispusieran de alumbrado de emergencia en escaleras y ascensores y que los equipos de comunicación tuvieran baterías de respaldo.

Las 34 medidas, sumadas a la implantación de los primeros estándares internacionales de operación de redes sentaron las bases del modelo de gobernanza del sistema eléctrico que hoy, con sus evoluciones y actualizaciones, sigue vigente en Europa y América del Norte.

Otro aspecto relevante es que el apagón generó un momento de pánico porque se pensaba que era un sabotaje soviético, hipótesis que se acabó descartando. Las primeras horas fueron de gran incertidumbre institucional, dado que ninguna agencia gubernamental tenía protocolos claros para un corte de estas dimensiones.

En el plano institucional, surgieron dos nuevas organizaciones regulatorias: el Northeast Reliability Council y el New York Power Pool y la misión de estas era garantizar que la calidad de los equipos se mantuviera dentro de estándares en todas las centrales eléctricas y establecer directrices operativas para toda la industria. Asimismo, se creó Northeast Power Coordinating Council (NPCC), que desarrolló estándares de fiabilidad internacionales para las redes interconectadas.

Un sistema de estándares voluntarios entró en vigor en 1968, y estos estándares del NPCC para diseño, mantenimiento y operación de sistemas eléctricos se convirtieron en obligatorios en Ontario y otras jurisdicciones conectadas a partir de 2007.

El apagón de 1965 enseñó la vulnerabilidad de una red eléctrica cada vez más interconectada, pero insuficientemente coordinada y protegida. Este suceso fue de gran importancia porque, al ser el primer gran apagón de la historia, cambió la percepción global sobre la red eléctrica moderna: lejos de ser un sistema robusto e infalible, se reveló como una infraestructura extraordinariamente frágil si no se gestiona con estándares adecuados de coordinación y fiabilidad. Antes de este evento, la industria operaba convencida de que la interconexión era sinónimo de seguridad, bajo la premisa de que un sistema más conectado facilitaría la distribución de energía ante fallos puntuales; sin embargo, el apagón demostró exactamente lo contrario, evidenciando que, sin los mecanismos de protección apropiados, esa misma interconexión puede transformar un incidente menor en un colapso continental en cuestión de minutos.

La lección más profunda de este apagón es la histórica, cada apagón producido después de este releva debilidades del sistema que nadie había anticipado y cada vez que se han adoptado medidas correctoras, la evolución tecnológica y social ha generado nuevos escenarios de riesgo que las medidas anteriores no contemplaban. Por lo que en este sentido el apagón de 1965 es el espejo en el que todos los grandes apagones posteriores, incluido el ibérico, pueden y deben leerse.

6.1.3. DESENCADENANTE INICIAL

El apagón del noreste de 1965 comenzó exactamente a las 17:16 h (hora del este), por el funcionamiento indeseado de un relé de protección de respaldo de la central hidroeléctrica Sir Adam Beck n° 2 en Queenston, Ontario, Canadá. Esta estación estaba operando bajo una demanda elevada debido al clima frío en toda la región.

El relé se activó debido a una pequeña sobrecarga eléctrica originada en la central eléctrica Robert Moses Niagara en Lewiston, Nueva York, operada por la Autoridad de Energía del Estado de Nueva York. La sobrecarga, que fue una pequeña fluctuación en el flujo de energía, fue interpretada por el relé como una condición de debido a su mala programación y ajustes de sensibilidad inadecuados, establecidos en 1963. El relé había sido configurado para dispararse a aproximadamente 375 megavatios, por debajo de la capacidad normal de la línea de transmisión, sin que los operadores fueran plenamente conscientes de este umbral bajo, lo que provocó una respuesta errónea a la sobretensión.

Como resultado, el relé ordenó al interruptor automático que desconectara una línea de transmisión de 230 kV desde la estación de Beck hacia Toronto, un conducto fundamental que transporta energía hacia el norte desde la estación de Beck hacia los centros de carga en la red de Ontario.

En el momento que el relé desconectó la línea, los operadores de la sala de control reaccionaron de forma inmediata para redirigir la energía que circulaba por ella hacia otras rutas alternativas. Sin embargo, el umbral de 375 MW al que estaba configurado el relé era demasiado bajo para las condiciones reales de operación del sistema en ese momento, lo que hizo que el impacto inicial fuera mucho mayor de lo que habría sido con una configuración correcta.

Para comprenderlo, la línea nunca llegó a superar su límite real de tensión, por lo que no estaba en peligro, no había ninguna sobrecarga real que justificara su desconexión. El relé la cortó por error, porque su umbral de disparo estaba desactualizado y era demasiado sensible para la demanda del sistema en 1965.

6.1.4. FALLOS EN CASCADA

Después de la desconexión inicial del relé se produjeron los fallos en cascada. La desconexión de la línea de transmisión de 230 kV provocó una redistribución de los flujos de energía que sobrecargó las cuatro líneas paralelas restantes de 230 kV, estas transportaban carga pesada desde las Cataratas del Niágara hasta Toronto. El disparo se produjo en 2,7 segundos, a medida que sus relés de protección detectaron condiciones de sobrecorriente y abrieron automáticamente los interruptores de circuito para aislar las fallas y evitar daños al equipo. La sobrecarga se propagó rápidamente por la red interconectada, provocando fallos en otras líneas en un efecto dominó.

En torno las 17:16:14 h, dos líneas de 345 kV que conectaban Ontario con Nueva York se desconectaron debido a la inestabilidad, lo que provocó la desconexión del sistema de Ontario Hydro de la red del estado de Nueva York en tan solo cuatro segundos, creando "islas" de energía aisladas.

A las 17:17 h, la perturbación llegó a Syracuse, Nueva York, donde acciones de relé adicionales aislaron secciones de la red de transmisión troncal de 345 kV, causando sobrecargas en las interconexiones de Nueva Inglaterra y Pensilvania a medida que la energía

aumentaba incontrolablemente. En cuanto a la frecuencia del sistema, esta comenzó a bajar de los 60 Hz normales a aproximadamente 59 Hz debido al desequilibrio entre la generación y la demanda en estas áreas separadas, lo que activó protecciones más automáticas que abrieron interruptores en líneas y generadores adicionales.

Esta reacción en cadena de operaciones de relés de protección, destinadas a salvaguardar los componentes individuales, amplificó en cambio la inestabilidad en toda la red interconectada, dado que la pérdida de una línea obligó a que el exceso de energía se distribuyera en paralelo sin la coordinación adecuada. La sobrecarga se propagó rápidamente a través de las interconexiones de la red, desconectando las centrales eléctricas una tras otra en un efecto dominó imparable. Sin embargo, no cayó toda la red debido a que la cascada se detuvo en puntos de separación naturales en la red, como conexiones con regiones no afectadas.

6.1.5. IMPACTO GEOGRÁFICO

Este apagón afectó a más de 30 millones de personas tuvo una extensión de 207.000 kilómetros cuadrados abarcando de forma prácticamente total los estados de:

- Massachusetts
- Nuevo Hampshire
- Rhode Island
- Connecticut
- Vermont
- Nueva York
- Nueva Jersey
- Pensilvania
- Algunas zonas de Quebec y Ontario en Canadá

En Canadá, el corte de suministro golpeo con más intensidad en la provincia de Ontario, incluyendo a Toronto, y a pequeñas zonas de Quebec.

En todas las áreas urbanas el cero energético supuso una interrupción inmediata de las infraestructuras urbanas esenciales, por ejemplo: el metro dejó de funcionar, los semáforos se apagaron y las bombas de agua quedaron inoperativas, lo que agravó enormemente los problemas en entornos de alta densidad de población.

No obstante, como ya se ha mencionado el apagón no afectó a todo el sistema, pequeñas zonas lograron mantener el suministro eléctrico gracias a infraestructuras independientes o desconexiones oportunas de la red principal. Evidentemente, estas excepciones son minoritarias, pero tienen una gran relevancia técnica porque demuestran el valor de la generación descentralizada y la de los sistemas capaces de operar de forma aislada.

Unos ejemplos de cómo algunas zonas no se vieron afectadas por el apagón son:

- En Massachusetts, varias ciudades habían conseguido evitar el corte gracias a sus propias empresas eléctricas.
- Holyoke logró mantener el suministro para sus habitantes durante todo el incidente gracias a sus propias hidroeléctricas, estas operaban independientemente de la red regional.
- Localidades como Braintree, Hudson y Taunton lograron evitar el apagón porque no estaban completamente integrados en la red interconectada que colapsó.
- En Connecticut, Hartford se mantuvo el suministro gracias a su empresa eléctrica municipal, que recurrió a sus recursos locales para sostener el servicio.
- En Nueva York, Staten Island y partes de Brooklyn se salvaron del apagón porque la central Arthur Kill permaneció operativa y conectada al sistema de interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland, que no se vio afectado por la cascada.
- Pequeñas comunidades rurales como Fairport y Greenport también evitaron el corte mediante generación local o desconexiones manuales preventivas de la red principal.

En conjunto, las zonas no afectadas fueron el 5% del área potencialmente impactada por lo que el colapso fue casi total.

6.1.6. CONSECUENCIAS

El apagón empezó a las 17:16 h a plena hora punta de la tarde y esto fue lo que agravó enormemente su impacto sobre la vida cotidiana de millones de personas. Por ejemplo, en Nueva York, más de 500.000 pasajeros quedaron atrapados en el metro dado que al irse la energía 413 trenes que se encontraban en servicio se vieron obligados a detenerse entre estaciones por la pérdida repentina de energía. Esto obligó en muchos casos a los viajeros a caminar por túneles completamente a oscuras hasta alcanzar los andenes. Las labores de evacuación, llevadas a cabo por voluntarios de defensa civil y miembros de la Guardia Nacional, se prolongaron durante varias horas.

Por otro lado, los ascensores de edificios dejaron de funcionar, dejando a miles de personas atrapadas durante cuatro o cinco horas. El tráfico colapsó, se apagaron los semáforos de más de 11.600 intersecciones y esto obligó a policías o incluso ciudadanos voluntarios tuvieron que dirigir manualmente la circulación con linternas. Asimismo, los aeropuertos también quedaron inmovilizados: la torre de control y las luces de pista del aeropuerto de LaGuardia fallaron durante más de 11 horas, lo que obligó a utilizar bengalas para guiar el aterrizaje de 240 aeronaves. El aeropuerto internacional John F. Kennedy operó sin radar durante 12,5 horas y sin sistemas de aterrizaje por instrumentos durante 11,5 horas.

Un impacto inmediato lo sufrieron las redes de comunicación, estas colapsaron de forma inmediata ante el gran volumen de llamadas que la población intentaba realizar a sus familiares o a las autoridades. Las líneas telefónicas de Nueva York superaron su capacidad, obligando a implementar controles de carga para limitar las llamadas salientes. Los medios de comunicación quedaron prácticamente inoperativos. De las 174 emisoras de radio AM de la región afectada, 64 dejaron de emitir, aunque 65 lograron reanudar sus transmisiones en menos de una hora mediante energía de emergencia, y 34 continuaron sin ninguna interrupción. Las 51 estaciones de televisión de la zona tuvieron que trasladar sus operaciones a instalaciones fuera del área del apagón, puesto que apenas existían equipos capaces de funcionar con baterías. La oscuridad cayó sobre las ciudades alrededor de las 17:30 h, aunque la luna llena de esa noche proporcionó cierta iluminación natural en las zonas rurales.

En los edificios de gran altura, las bombas eléctricas dejaron de funcionar dejando sin agua a los pisos superiores e impidiendo el uso de sanitarios y el acceso a agua potable durante largas horas. Los hospitales recurrieron a generadores de emergencia para mantener las operaciones críticas. La ciudad de Nueva York distribuyó 78 generadores de emergencia a centros médicos, estaciones de bomberos y comisarías de policía para evitar cierres totales, aunque algunos centros tuvieron que recurrir temporalmente a métodos manuales cuando fallaron sus sistemas de respaldo iniciales.

Desde el punto de vista académico, el apagón de 1965 se ha consolidado como un caso de referencia en los estudios sobre resiliencia urbana y psicología de las crisis. Las investigaciones posteriores al año 2000 han destacado cómo este evento demostró niveles extraordinariamente altos de altruismo y comportamiento prosocial, donde la cooperación ciudadana mitigó los riesgos con mucha mayor eficacia que en eventos posteriores caracterizados por mayor tensión social y económica. Esta dimensión humana del apagón de 1965 se vincula directamente con el comportamiento observado durante el 28A, cuando la respuesta ciudadana fue igualmente ordenada y solidaria, reforzando la idea de que la cohesión social es en sí misma una forma de resiliencia ante las crisis energéticas.

6.1.7. MEDIDAS DE EMERGENCIA

Cuando se desencadenó el apagón, las autoridades federales movilizaron rápidamente esfuerzos de monitoreo y coordinación desde Washington.

El presidente Lyndon B. Johnson fue informado a través de la Sala de Situaciones de la Casa Blanca, donde la Oficina de Planificación de Emergencias (OEP), precursora de la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA), activó planes de contingencia para evaluar la crisis y ofrecer asistencia federal a los estados afectados.

La OEP mantuvo una comunicación continua con los funcionarios regionales y la Comisión Federal de Energía (FPC), asegurándose de que no se sospechara de ningún sabotaje y priorizando la coordinación de la seguridad pública.

Los departamentos de policía de las zonas afectadas, incluida la fuerza de la ciudad de Nueva York de unos 3.000 agentes de servicio, dirigieron manualmente el tráfico en las principales intersecciones donde los semáforos habían fallado, a menudo con la ayuda de civiles que usaban linternas para evitar el caos en medio de la congestión de la hora punta.

Los hospitales activaron generadores de respaldo para mantener las operaciones críticas, clasificar a los pacientes y mantener los servicios de emergencia sin interrupciones importantes, con el apoyo de la entrega rápida de 78 generadores portátiles desde los depósitos de la ciudad a instalaciones médicas, estaciones de bomberos y estaciones de policía.

Los problemas de comunicación agravaron estos esfuerzos, ya que las líneas telefónicas se sobrecargaron y las transmisiones de radio limitadas dificultaron la coordinación en las primeras horas. Los operadores de servicios públicos en plantas no afectadas o parcialmente operativas tomaron medidas urgentes para mitigar la cascada. El personal de la sala de control de empresas como Consolidated Edison intentó aumentar la producción de los generadores disponibles, aunque las reservas rotatorias efectivas eran limitadas, con aproximadamente 1.200 MW disponibles en la región oriental, pero los tiempos de respuesta lentos limitaban la utilización a alrededor de 100 MW, lo que restringía los aumentos rápidos, y algunas unidades solo añadían 100 megavatios antes de que las caídas de frecuencia obligaran a los cierres.

Se emplearon anulaciones manuales con el objetivo de aislar las secciones defectuosas de la red, desconectando líneas sobrecargadas y retirando cargas no esenciales para evitar fallas adicionales, decisiones tomadas bajo presión en centros como la instalación de la calle 65 de la ciudad de Nueva York. De las más de 350 fuentes de energía de respaldo de emergencia en toda la región, casi todas se activaron rápidamente para respaldar la infraestructura esencial.

Los planes de defensa civil, inactivos desde la Segunda Guerra Mundial, se pusieron a prueba por primera vez en un apagón civil importante, con centros de operaciones de emergencia alimentados por generadores auxiliares y las autoridades locales utilizando la radio para tranquilizar al público y coordinar el socorro.

6.1.8. CRONOGRAMA DE RECUPERACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

El restablecimiento del suministro eléctrico comenzó casi de forma inmediata tras el colapso. A partir de las 17:16 h, los operadores de las distintas compañías eléctricas procedieron a aislar las secciones dañadas de la red para evitar que el fallo se propagara aún más, e iniciaron los arranques utilizando las unidades hidroeléctricas y de turbinas de gas disponibles, que eran las únicas capaces de realizar un arranque en negro, es decir, de ponerse en marcha sin necesidad de energía exterior.

La reposición fue gradual y avanzó de forma diferente según la zona. En el oeste de Nueva York, bajo la dirección de Niagara Mohawk Power Corporation, el suministro parcial se restableció a las 17:37 h debido a la rápida entrada en servicio de la generación local y el suministro se logró a las 22:30 h. En Rochester Gas & Electric restableció el servicio parcial a las 19:45 h y completó la reposición total a las 23:44 h. Mientras que, en Ontario, la Comisión de Energía Hidroeléctrica completó el restablecimiento total a las 20:30 h, beneficiándose de la mayor rapidez de respuesta de sus centrales hidroeléctricas. Las compañías de Connecticut y el oeste de Massachusetts restablecieron las cargas críticas a las 21:00 h, alcanzaron el servicio completo a las 22:30 h y normalizaron completamente sus operaciones antes de la medianoche.

La zona más completa fue la Ciudad de Nueva York debido a la alta densidad de su red eléctrica urbana y la extensión de su cableado subterráneo obligaron a realizar un proceso de reposición mucho más cuidadoso. En este se producían exhaustivas y esperas para que los cables se enfriaran y eliminaran los efectos de la condensación antes de volver a energizarlos. La reposición parcial empezó a las 22:36 h, pero el suministro de toda la ciudad no se estableció hasta las 7:00 h del 10 de noviembre, casi 14 h después del apagón. La red interconectada completa quedó plenamente operativa en la noche del 10 de noviembre, tras las sincronizaciones finales entre los distintos segmentos.

La reposición del sistema tuvo algunas dificultades técnicas:

- La frecuencia cayó a 56 Hz durante el desequilibrio inicial frente los 60 Hz que el estándar de la red norteamericana. La estabilización de la frecuencia requirió reducir la carga progresivamente a la vez que se incrementaba la generación disponible.

- Las centrales térmicas de vapor sufrieron importantes retrasos debido a que los sistemas auxiliares necesitaban energía exterior para arrancar y esta no estaba disponible.
- La falta de procedimientos coordinados entre las distintas compañías eléctricas generó riesgo de nuevas sobrecargas en el momento de las reconexiones, dado que cada operador actuaba con información parcial sobre el estado del sistema en su conjunto.

A pesar de las dificultades la reposición total se completó en 13 horas, tiempo que hoy en día se considera notable teniendo en cuenta la magnitud del colapso. Este resultado se debió a que la red era mucho más simple que las actuales, estas son mucho más complejas y están más interconectadas. El contraste con el 28A es destacable, en España, la reposición completa requirió más de 15 horas en las zonas más afectadas, a pesar de contar con tecnología de monitorización y coordinación infinitamente más avanzada, lo que pone de manifiesto que la complejidad creciente de los sistemas eléctricos modernos no necesariamente los hace más fáciles de recuperar ante un colapso.

6.1.9. INVESTIGACIÓN

El presidente Lyndon B. Johnson ordenó a la Comisión Federal de Energía (FPC) que realizara una investigación inmediata sobre sus causas. La FPC formó un grupo de trabajo integrado por ingenieros y expertos de las empresas de servicios públicos afectadas, estos realizaron un análisis de los datos de centros de control, registros de relés y operaciones de la red en toda la red de interconexión canadiense-estadounidense del noreste, recopilando sus conclusiones en el informe: ‘«Fallo eléctrico en el noreste, 9 y 10 de noviembre de 1965: Informe al presidente»’, presentado el 6 de diciembre de 1965.

Este documento trata de la secuencia de los hechos y enfatizaba que el apagón fue el resultado de una combinación de deficiencias técnicas y operativas, y no de una interferencia deliberada y se destacó el mal funcionamiento del relé de protección. No obstante, el error humano influyó en la configuración del relé, puesto que los operadores de Ontario Hydro desconocían que los ajustes ya no tenían en cuenta el aumento de la carga de la línea, que superaba el umbral en condiciones normales de alta demanda. Además, se destacó que la

propagación de la cascada se debió a esquemas de separación inadecuados y líneas adyacentes sobrecargadas.

El informe descartó explícitamente el sabotaje, afirmando: "No existe ninguna prueba de que haya habido sabotaje", tras revisar los registros de seguridad y realizar inspecciones físicas en las instalaciones clave. Este aspecto es prioritario porque en su investigación el grupo de trabajo de la FPC destacó vulnerabilidades sistémicas más amplias en la red de interconexión canadiense-estadounidense, incluyendo una coordinación insuficiente entre las 31 empresas de servicios públicos independientes involucradas. Afirmó que la red operaba como sistemas poco interconectados en lugar de una red eléctrica unificada, con interconexiones débiles que no lograron aislar la perturbación con prontitud, esto se apreció, por ejemplo, en las notificaciones tardías entre los centros de control permitieron que la sobrecarga se propagara sin control.

El informe atribuyó gran parte de la escalada a la falta de monitoreo en tiempo real y protocolos operativos estandarizados, señalando que los operadores se basaron en datos de flujo de carga obsoletos durante la hora pico de la tarde.

Con estos hallazgos se subrayaron los riesgos de depender de un "único dispositivo de protección" sin respaldos robustos, exponiendo la fragilidad de la red interconectada bajo estrés.

Por último, la FPC en su informe hizo varias recomendaciones:

- Recomendó mejorar la comunicación entre las empresas de servicios públicos para prevenir futuras cascadas de fallas, incluyendo la creación de un grupo de planificación formal CANUSE para la coordinación de la configuración de relés, la previsión de carga y los simulacros de emergencia.
- El grupo de trabajo instó a las empresas de servicios públicos a revisar y sincronizar las configuraciones de los dispositivos de protección en todo el país y a invertir en una mejor telemetría para el monitoreo de voltaje y corriente.

Estas lecciones de la investigación de 1965 impulsaron a la FPC a formar un Comité Asesor sobre la Confiabilidad del Suministro Eléctrico a Gran Escala en febrero de 1966. Este comité examinó con mayor profundidad los estándares de confiabilidad y su trabajo contribuyó a un informe exhaustivo de tres volúmenes de la FPC sobre la prevención de fallas de energía,

publicado en 1967, que reforzó la necesidad de una coordinación voluntaria en todo el sector.

6.1.10. MEJORAS SISTEMÁTICAS

Este colapso impulsó importantes reformas regulatorias para mejorar la coordinación de la red y prevenir fallas en cascada. Estas reformas fueron de las más importantes de la historia de los sistemas eléctricos en América del Norte porque los efectos de esta perduran en la actualidad.

En el plano institucional, se creó Northeast Power Coordinating Council (NPCC) el 19 de enero de 1966, constituido mediante un memorando de acuerdo entre las compañías eléctricas de Nueva York, Nueva Inglaterra, Ontario y las Provincias Marítimas canadienses.

El objeto de NPCC consiste en obtener una planificación y operación regional unificada para garantizar la fiabilidad de los sistemas interconectados y para ello las primeras medidas adoptadas consisten en el desarrollo de estándares para la programación de relés de protección, a raíz de ello, logró evitar disparos erróneos bajo condiciones normales de carga, como el que desencadenó la cascada de 1965 y la implantación de protocolos de separación controlada de la red ante situaciones de sobrecarga, con el objetivo de aislar las perturbaciones antes de que se propagaran.

Otra medida en el plano institucional más trascendente llegó en junio de 1968 con la creación de la North American Electric Reliability Corporation (NERC), constituida inicialmente como organismo voluntario de la industria para coordinar la fiabilidad eléctrica a escala continental. NERC emitió una serie de directrices operativas que si bien al principio no eran obligatorias en 2007 pasaron a ser de obligado cumplimiento.

En el plano tecnológico, el apagón aceleró de forma decisiva la adopción de los sistemas de control y adquisición de datos, conocidos como SCADA. A finales de la década de 1960 comenzaron a desplegarse las primeras implementaciones basadas en ordenadores, que permitían a las compañías eléctricas monitorizar en tiempo real las condiciones del sistema y responder con mayor rapidez ante cualquier anomalía. Los primeros SCADA permitieron la adquisición centralizada de datos desde terminales remotas instaladas en subestaciones y plantas de generación, sustituyendo progresivamente los sistemas analógicos anteriores y reduciendo la dependencia de intervenciones manuales propensas al error humano. La

evolución de estos daría lugar a las sofisticadas plataformas de supervisión y control que hoy utilizan operadores de red como Red Eléctrica en España.

En la década de 2020, los análisis del evento de 1965 subrayan sus lecciones perdurables para fortalecer la resiliencia de la red eléctrica frente a fenómenos meteorológicos extremos producidos por el cambio climático, como tormentas intensificadas y olas de calor que ponen a prueba los sistemas interconectados, lo que ha generado peticiones para actualizar las normas de la NERC e incorporar una planificación adaptativa para los riesgos ambientales.

6.1.11. REFLEXIÓN

El apagón de 1965 fue una llamada de atención crucial. Expuso la vulnerabilidad de una red eléctrica cada vez más interconectada pero insuficientemente coordinada y protegida. Tuvo una trascendencia singular, dado que, al ser el primer gran apagón de la historia, supuso que el mundo comprendiera que la red eléctrica moderna, lejos de ser un sistema robusto fiable e infalible, es en realidad infraestructura extraordinariamente frágil cuando no se gestiona con los estándares de coordinación y fiabilidad adecuados. Antes de 1965, la industria eléctrica operaba en las redes convencida de que la interconexión era sinónimo de seguridad, se pensaba que cuanto más conectado estuviera el sistema más fácil sería distribuir la energía ante cualquier fallo puntual. El apagón demostró exactamente lo contrario, se mostró que esa misma interconexión si no disponía de los mecanismos de protección y coordinación apropiados, podía convertir un fallo menor en un colapso continental en cuestión de minutos.

La lección más profunda de este apagón es la histórica, cada apagón producido después de este releva debilidades del sistema que nadie había anticipado y cada vez que se han adoptado medidas correctoras, la evolución tecnológica y social ha generado nuevos escenarios de riesgo que las medidas anteriores no contemplaban. Por lo que en este sentido el apagón de 1965 es el espejo en el que todos los grandes apagones posteriores, incluido el ibérico, pueden y deben leerse.

6.2. APAGÓN DE CHILE 25 DE FEBRERO DE 2025

El martes 25 de febrero de 2025, Chile permaneció casi en su totalidad sin electricidad ni conexión durante más de ocho horas. Fue el mayor apagón registrado en el país y solo se le compara al apagón que hubo tras el terremoto de 2010.

La interrupción del fluido eléctrico obligó al Gobierno a decretar el estado de excepción y además se anunció el toque de queda nocturno. Se mostró la fragilidad del país sudamericano en este sector estratégico, que está prácticamente privatizado.

6.2.1. CONTEXTO HISTÓRICO DE LA RED

El sistema eléctrico nacional de Chile tiene una característica geográfica única. Esta característica lo hace especialmente vulnerable. La red de Chile es muy larga y estrecha, está extendida a lo largo de más de 4300 km de costa en un territorio que su parte más ancha supera los 200 km.

Tiene una configuración que obliga a que la energía generada en el norte en donde se concentra la mayor parte de la generación solar fotovoltaica, dado que se aprovecha el desierto de Atacama que es el lugar con mayor irradiación solar del mundo. Sin embargo, la energía generada en el norte debe transportarse por unas pocas líneas de transmisión a los centros del consumo del centro y sur del país.

Estas líneas de 500 kV, a menudo configuradas como circuitos dobles en la misma torre con compensación en serie para gestionar la potencia reactiva, han sido propensas a sobrecargas e inestabilidad durante transferencias de potencia elevadas de norte a sur que superan los 1.800 MW, como se documenta en análisis operativos anteriores a 2025.

Chile posee un sistema eléctrico prácticamente privatizado en generación, transmisión y distribución, las compañías pertenecientes al sistema, muchas de ellas son transnacionales, operan cada segmento de forma fragmentada. Esta estructura plantea un reto de coordinación permanente que, como se demostraría en este evento no siempre consigue estar a la altura de los requerimientos de seguridad del sistema.

En los años previos al apagón, Chile había experimentado una transformación radical en cuanto a su mix energético. Esta transformación fue impulsada por el auge de la energía solar en el norte. Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), generadores menores a 9 MW, que la mayoría era de origen solar, conectados a la red de distribución sumaban 2.130 MW en el momento del evento. Esta generación distribuida, de control más complejo que las grandes centrales, añadía una capa adicional de incertidumbre a la operación del sistema.

6.2.2. CONDICIONES PREVISTAS

El 25 de febrero de 2025 era un martes laborable de verano. Las condiciones climáticas eran normales para la época del año y no había ningún evento meteorológico extraordinario que pudiera anticipar el colapso.

En el momento de la falla, se transportaban aproximadamente 1.800 MW a través de la línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, equivalente a un cuarto de la demanda de la zona centro sur. Esta línea, de doble circuito de 500 kV, era una de las arterias principales de transmisión entre el norte generador y el centro consumidor del país. Su carga elevada en ese momento la hacía especialmente crítica.

Un elemento que se previó que tiene una especial relevancia que más adelante se analizaría en informes, es que los trabajadores de la empresa operadora realizaban maniobras en el equipo de comunicaciones de protección de la línea sin haber informado al Coordinador Eléctrico Nacional ni solicitar autorización. El CEN, por tanto, no podía tomar medidas operacionales preventivas para minimizar los riesgos de esa intervención.

6.2.3. VINCULACIONES Y ANTECEDENTES

La red eléctrica de Chile se ha enfrentado a grandes desafíos debido su extensa geografía, su generación concentrada en el árido norte y los principales centros de consumo en la región central alrededor de Santiago, lo que requiere una gran dependencia de corredores de transmisión de alta tensión de larga distancia.

Las interconexiones con países vecinos son limitadas puesto que están aisladas por la cordillera de los Andes y el Océano Pacífico. Por ello, esta limitación aumenta aún más la fragilidad del sistema y lo dejan con un apoyo externo mínimo durante las perturbaciones.

Un incidente precedente destacable fue el apagón del 14 de marzo de 2010. Afectó a aproximadamente el 90% de la población del país, derivado de una cascada de desconexiones en la generación de energía y fallos en la transmisión en el sistema interconectado centro-sur (SIC), el subsistema más grande en ese momento.

El evento puso de manifiesto las vulnerabilidades iniciales en el equilibrio entre carga y generación y la coordinación de la protección, lo que llevó a reformas, pero no resolvió por completo las limitaciones subyacentes de la transmisión. La posterior integración de energías renovables amplificó estos riesgos; para 2024, los recursos basados en inversores (IBR) constituían una alta proporción de la generación del norte, operando a menudo en modos de potencia reactiva que limitaban el soporte de voltaje durante las contingencias, mientras que los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia cubrían solo alrededor del 25 % de la carga total, insuficiente para descensos de frecuencia más lentos.

Los cuellos de botella en la transmisión persistieron, como lo demuestra la reducción de 11.900 GWh de energía renovable entre enero de 2022 y mayo de 2025 debido a la congestión de la red, lo que indica una inversión insuficiente crónica en expansión y mejoras a pesar de los riesgos de contingencia de nitrógeno-2 conocidos identificados en los estudios del plan de defensa de 2019 y 2020. Con estos estudios recomendó planes de acción correctiva mejorados y sistemas de protección especiales, pero la implementación seguía incompleta a principios de 2025, lo que dejó a la red dependiendo de simulaciones fuera de línea no verificadas en lugar de análisis de contingencia en tiempo real.

Las vulnerabilidades de protección, como las dependencias de comunicación de multiplexores únicos en subestaciones sin bloqueo redundante para fallas, habían sido problemas recurrentes, aumentando los riesgos de mal funcionamiento durante el mantenimiento o las fallas. Las dificultades financieras de algunos desarrolladores de energías renovables que firmaron acuerdos de precio fijo tensaron aún más la planificación del sistema, desviando la atención del fortalecimiento de la red.

6.2.4. CRONOLOGÍA DEL EVENTO

Este apagón se inició a las 15:15 h del 25 de febrero de 2025. Se produjo debido a la desconexión instantánea de los circuitos de la línea de transmisión de 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan provocada por una falla en su sistema de protección principal. Esta línea operaba al 90% de su capacidad máxima transfiriendo 1800 MW de energía desde fuentes de generación del norte a los centros de carga del centro-sur.

La desconexión se originó por un reinicio no autorizado del controlador del sistema de comunicación de la línea por parte del operador Interchile en la subestación Nueva Maitencillo esa misma tarde, sin aislar físicamente el equipo según los protocolos del fabricante ni notificar al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Antes de la desconexión instantánea, a las 13:35, Interchile había desactivado el módulo de comunicación de una función de protección sin informar sobre los riesgos ni solicitar aprobación. Esta acción dejó a las protecciones de respaldo activas pero vulnerables a errores de resincronización.

En tan solo 1,5 segundos desde el inicio del trayecto de la línea, la red eléctrica chilena interconectada se fragmentó en dos subsistemas aislados:

- Una isla norte que comprende aproximadamente el 30% del sistema total (principalmente zonas con alta generación de energía).
- Una isla centro-sur que abarca el 70% (regiones con alta demanda, incluyendo Santiago).

Por un lado, en la isla norte mantuvo una estabilidad parcial durante aproximadamente cuatro minutos mediante esquemas de desconexión automática de generación, pero colapsó debido a las inestabilidades de voltaje y frecuencia subsiguientes.

Mientras que, en el centro-sur, la pérdida repentina de 1.800 MW creó un desequilibrio de demanda-generación equivalente al 25% de la carga total del sistema, lo que provocó una disminución inmediata de la frecuencia a 48,5 Hz en tres segundos, seguida de una caída más pronunciada a 47,5 Hz a -0,3 Hz/s.

Los mecanismos de defensa automáticos, incluidos los sistemas de desconexión de carga por baja frecuencia y los controles de contingencia, se activaron. Sin embargo, resultaron insuficientes en velocidad y magnitud para detener la cascada, lo que provocó desconexiones adicionales de los generadores y la pérdida total del suministro en la zona centro-sur en cuestión de segundos.

Esta rápida propagación afectó a 14 de las 16 regiones de Chile, abarcando más de 3.000 kilómetros desde Arica en el norte hasta Los Lagos en el sur, impactando a más del 90% de los hogares.

Los viajeros quedaron varados en el metro y las carreteras, los servicios de internet fallaron y los negocios paralizaron sus actividades a medida que el apagón se propagaba a través de las interdependencias de la red sin evidencia de factores externos como ciberataques.

6.2.5. ESFUERZOS PARA MITIGAR LOS PICOS DE INTERRUPCIÓN Y RESTAURACIÓN

En su punto álgido, el apagón afectó a aproximadamente 8 millones de hogares en 14 de las 16 regiones de Chile, abarcando más de 3.000 kilómetros desde Arica en el norte hasta Los Lagos en el sur, dejando a más del 90% de los 19 millones de habitantes del país sin electricidad, incluyendo a la capital donde los sistemas de transporte público como el metro se detuvieron abruptamente en la infraestructura, con el colapso de redes de internet y telecomunicaciones, la parada de las bombas de suministro de agua potable en las zonas urbanas y el cierre total de las operaciones de industrias clave como la minería del cobre, vital para la economía de Chile como el mayor productor mundial.

Los esfuerzos de restablecimiento comenzaron inmediatamente después del inicio del apagón, alrededor de las 15:15 horas del 25 de febrero, coordinados por el Coordinador Nacional de Electricidad (CEN) y las empresas distribuidoras, que priorizaron el aislamiento de las secciones defectuosas de la red interconectada para permitir los procedimientos de arranque en negro para los generadores.

El presidente, Gabriel Boric, declaró un estado de excepción constitucional para facilitar el apoyo militar a los servicios de emergencia y al control del tráfico, mientras que las empresas energéticas activaron protocolos de respaldo para reiniciar secuencialmente las centrales térmicas, hidroeléctricas y solares.

A principios del 26 de febrero, aproximadamente el 90% de los hogares afectados tenían energía restablecida, y los cortes restantes se concentraban en las regiones del norte debido a fallas en cascada en las líneas de transmisión.

La recuperación total tardó hasta 18 horas en áreas aisladas, lo que pone de relieve los desafíos de sincronizar una red nacional después de un colapso total. Las minas de cobre reanudaron operaciones parciales en 24 horas, minimizando las consecuencias económicas a largo plazo.

6.2.6. CAUSAS TÉCNICAS

El apagón se inició aproximadamente a las 15:16 hora local del 25 de febrero de 2025, debido a una desconexión involuntaria de ambos circuitos en la línea de transmisión crítica de alta tensión de 2x500 kV entre Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, en el norte de Chile. Esta línea, operada por Interchile, transportaba alrededor de 1.800 MW que correspondía aproximadamente al 90% de su capacidad máxima desde fuentes de generación del norte hacia el sur, lo que representa una interconexión clave en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Esta desconexión dividió la red nacional en segmentos aislados del norte (30% de la carga) y del centro-sur (70% de la carga) en 1,5 segundos, lo que provocó fallas en cascada en todo el sistema interconectado.

La causa de esta desconexión fue un fallo en los sistemas de protección y comunicación primaria de la línea, que Interchile había desactivado parcialmente con anterioridad. Además, a las 15:15, personal de Interchile reinició el controlador de comunicaciones en la subestación Nueva Maitencillo sin previo aviso ni autorización del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el operador de la red. Esta acción violó los protocolos operativos, dado que el manual del fabricante requería el aislamiento físico del equipo durante la resincronización para evitar señales erróneas.

Debido a la resincronización incorrecta se generaron señales de protección falsas provocando que los sistemas de relés dispararan ambos circuitos simultáneamente a pesar de que la línea operaba previamente bajo criterios de seguridad N-1 estables.

Los informes iniciales de la CEN y de funcionarios gubernamentales atribuyeron el evento a una "falla en la línea de transmisión" en la región de Norte Chico, que luego se refinó mediante un análisis de fallas posterior al evento. Las investigaciones oficiales no han revelado indicios de factores externos como ciberataques o sabotaje deliberado. Asimismo, se confirmó que el detonante fue un error humano-operativo agravado por deficiencias en el sistema de protección.

En cuanto al estudio preliminar del CEN, compartido con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, se enfatizó que la estabilidad del sistema antes del evento, a pesar de la alta demanda de una ola de calor, puso de relieve la naturaleza localizada del desencadenante antes de su propagación.

6.2.7. FACTORES SISTEMÁTICOS Y ESTRUCTURALES

La extensa geografía creó vulnerabilidades estructurales inherentes, con una fuerte dependencia de un número limitado de corredores de transmisión de alta tensión de 500 kV para transferir energía desde las zonas de generación con alta concentración de energías renovables del norte hasta los centros de consumo centrales como Santiago.

Esta configuración resultó en altos flujos de potencia previos al evento, que superaron los 1.800 MW en líneas clave como Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar, sobrepasando así los umbrales de validez de los planes de defensa de contingencia existentes diseñados para transferencias de hasta 1.600 MW, amplificando el riesgo de inestabilidad en cascada.

Un factor significativo fue la baja inercia síncrona del sistema debido a la alta penetración de fuentes renovables basadas en inversores, en particular la energía solar fotovoltaica en el norte, donde la generación convencional proporcionaba solo 11,72 GVA de inercia antes del evento, en comparación con los 22,46 GVA en el centro-sur de la isla.

Como consecuencia, una reducción de la capacidad de la red para soportar perturbaciones. A todo lo anterior hay que añadir que los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y desconexión de demanda de emergencia resultaron inadecuados, con una cobertura total de UFLS limitada a aproximadamente el 15 % de la carga, por debajo de los estándares internacionales como el 45 % en ERCOT, lo que no logró detener la caída de frecuencia de manera efectiva y causó desconexiones no deseadas de 465 MW de generación distribuida pequeña-mediana.

Las deficiencias operativas y regulatorias agravaron aún más las vulnerabilidades, incluidos los automatismos no implementados en el PDCE del norte, destinados a seccionar el sistema en islas estables, retrasados durante más de cinco años a pesar de las directivas de 2020, y el incumplimiento generalizado de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Además, cabe añadir que las deficiencias de modelado en las herramientas de simulación representaron erróneamente el comportamiento de PMGD, agregando 744 unidades en 48 equivalentes a voltajes más altos, ignorando sus conexiones reales de bajo voltaje e interacciones EDAC, lo que dificultó la predicción precisa de desconexiones.

La negligencia estructural a largo plazo se hizo evidente en la escasa ejecución de las pruebas obligatorias de arranque en negro y recuperación; entre 2018 y 2024, las entidades de generación y transmisión solo realizaron el 19,9 % de los 502 ensayos anuales requeridos, que abarcan el arranque autónomo de las plantas y las verificaciones SCADA, lo que contribuyó a tiempos de restauración prolongados de hasta ocho horas.

La mala calidad de los datos y los informes agravaron los problemas, dado que solo el 36 % de las entidades coordinadas presentaron informes de fallas completos y oportunos, lo que limitó el análisis posterior al evento y reveló lagunas en el monitoreo en tiempo real del sistema de medición de área amplia, donde solo 15 de las 86 unidades de medición fasorial (PMU) produjeron registros utilizables.

Las lagunas regulatorias para integrar la creciente capacidad de PMGD, la falta de directrices específicas de EDAC y la supervisión insuficiente, como la falta de sanciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a pesar del incumplimiento conocido, pusieron de relieve las fallas institucionales en la aplicación de las normas de confiabilidad en medio de la rápida expansión de las energías renovables.

6.2.8. IMPACTOS

En cuanto a la economía, el apagón dio un golpe duro en la minera dado que las principales minas de cobre como: Escondida, Chuquicamata, Andina, entre otras detuvieron la producción con pérdidas que rondan los diez millones de dólares solo en Escondida.

También, se paralizaron sectores industriales como cemento, celulosa y acero. El macro fue una contracción del 0,5% del Imacec de febrero respecto a enero, con el comercio cayendo un 2,2% y la minería un 1,5%.

Por otro lado, en las infraestructuras también se produjo un impacto importante. El metro de la capital quedó paralizado y solo el 27% de los semáforos funcionó. El aeropuerto dependió de generadores y las telecomunicaciones se degradaron gravemente cayendo a la mitad la velocidad media de descarga móvil. Los sistemas de bombeo de agua fallaron, generando escasez hídrica en varias regiones. Hospitales y organismos públicos tiraron de generadores diésel, lo que evidenció la fragilidad de los sistemas de respaldo ante cortes prolongados.

Por último, están los factores humanos y sociales. Durante el apagón fallecieron tres personas que eran electrodependientes debido a equipos médicos a los que se le agotaron las baterías. El caos vial por la falta de semáforos supuso un riesgo severo para la seguridad. Millones de personas se quedaron sin internet, telefonía, banca ni servicios básicos durante horas. No se registraron saqueos generalizados, pero el evento evidenció una desigualdad clara: las zonas rurales y de bajos ingresos tardaron más en recuperar el suministro que las urbanas.

6.2.9. RESPUESTA INSTITUCIONAL

El presidente, Gabriel Boric, declaró el estado de emergencia el 25 de febrero de 2025 para así poder responder al apagón que afectó al 90% de la población de Chile. Esta declaración permitió al gobierno movilizar recursos rápidamente, incluyendo la coordinación con el coordinador eléctrico nacional para así priorizar los esfuerzos de restauración en áreas críticas como hospitales e instalaciones de tratamiento de agua. También se buscaba mantener el orden público ante el riesgo de saqueos y disturbios en los centros urbanos.

Para ello las autoridades impusieron un toque de queda nacional desde las 22:00 h del 25 de febrero hasta las 6:00 h del 26 de febrero y se reforzó el despliegue de tropas y la policía nacional. El Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Senapred) activó los protocolos de emergencia, aconsejando a los ciudadanos evitar los viajes no esenciales y conservar los recursos, al tiempo que facilitaba la distribución de energía de respaldo a los servicios esenciales. Las comunicaciones gubernamentales enfatizaron el papel del toque de queda en la prevención de delitos oportunistas, informando de incidentes mínimos debido al aumento de las patrullas.

6.2.10. INVESTIGACIÓN

La Coordinadora Nacional de Electricidad (CEN) de Chile presentó un Estudio de Análisis de Fallas exhaustivo a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el 19 de marzo de 2025, en este estudio se detalló la secuencia de eventos que llevaron al apagón del 25 de febrero.

En el informe se dijo que el desencadenante inicial fue una falla del módulo de comunicaciones en el sistema de protección de la línea de transmisión de 500 kV Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, reportada por el operador Interchile aproximadamente a las 1:35 p.m. Se produjeron errores críticos a las 3:13 p.m. cuando el personal de Interchile reinició el módulo e intentó resincronizar la función de protección deshabilitada sin notificación previa a CEN ni adhesión a los protocolos del fabricante, lo que resultó en la desconexión no intencionada de la línea. Esta falla se extendió y dividió a la red en dos islas energéticas inestables que colapsaron a pesar de los recursos de generación disponibles, exacerbado por deficiencias en los esquemas automáticos de corte de carga y un rendimiento subóptimo de ciertas centrales eléctricas.

En respuesta a estos hallazgos, la CEN encargó auditorías específicas para evaluar la rendición de cuentas: Interchile recibió el encargo de revisar los sistemas de control, protección y comunicación de sus líneas de transmisión de 500 kV, mientras que Transelec fue sometida a un escrutinio de su infraestructura de monitoreo SCADA y telecomunicaciones por posibles fallas.

En el informe se destacaron las fallas de procedimiento, incluida de coordinación de mitigación de riesgos con el operador del sistema, como factores clave atribuibles a estas entidades de transmisión privadas, aunque no se especificaron multas inmediatas ni sanciones al personal. Además, se iniciaron estudios complementarios, incorporando aportaciones de expertos independientes como el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) y académicos chilenos, para validar los modelos de propagación de fallas y recomendar mejoras en la red.

Una revisión independiente realizada por EPRI del análisis preliminar de la causa raíz de CEN corroboró que el disparo involuntario del relé durante la resolución de problemas no autorizada fue el evento desencadenante, pero criticó el informe por la insuficiencia de detalles probatorios sobre los planes de defensa del sistema, la eficacia de la reducción de carga por baja frecuencia (UFLS) y la coordinación de la protección.

EPRI destacó deficiencias operativas compartidas, en particular la falta de enlace en tiempo real entre los operadores de transmisión y CEN, e instó a actualizar los protocolos para notificaciones de contingencia y capacitación del personal para evitar que se repita, lo que implica responsabilidades de supervisión regulatoria sin asignar culpabilidad individual. Posteriormente se realizaron otros análisis independientes, incluido un informe técnico de expertos universitarios chilenos presentado el 7 de agosto de 2025, y la publicación por parte de CEN de un estudio adicional detallado sobre las causas el 6 de agosto de 2025, ambos reforzando la necesidad de una mejor gobernanza en las operaciones de transmisión y medidas de resiliencia del sistema.

A mediados de 2025, los esfuerzos de rendición de cuentas se centraron en reformas sistémicas en lugar de acciones punitivas contra funcionarios o empresas, y el CEN describió transformaciones posteriores al apagón que incluían una mejor supervisión en tiempo real y auditorías de cumplimiento para abordar las vulnerabilidades identificadas.

6.2.11. POLÍTICA ENERGÉTICA Y CONTROVERSIAS SOBRE FIABILIDAD

Este apagón abrió un debate estructural en Chile sobre si la velocidad de la transición energética está comprometiendo la seguridad del suministro. Para entenderlo, la Estrategia Nacional de Energía del país apunta que un 70% de generación será de origen renovable para 2030 y también se busca la neutralidad del carbono para 2050.

Los críticos afirmaron que precisamente esta transición, que está centrada en fuentes intermitentes ubicadas en zonas remotas como el desierto de Atacama, sobrecargó el sistema al no disponer de las medidas compensatorias adecuadas. Por lo que el apagón expuso ese modelo como una fuente de puntos únicos de fallo: cuando cayó la línea de 500 kV, no había alternativa para redirigir los flujos de energía.

Este incidente reanimó el debate sobre el modelo de privatización eléctrica instaurado en los 80. El gobierno, encabezado por el ministro de Energía Diego Pardow, culpó directamente a los operadores privados por incumplir protocolos de seguridad.

Sus críticos afirman que ese modelo ha priorizado históricamente el beneficio económico sobre la resiliencia, generando una inversión insuficiente en infraestructura redundante y mantenimiento. La oposición, por su parte, señaló que los incentivos políticos hacia los proyectos verdes no fueron acompañados de un refuerzo equivalente de la robustez de la red.

Un punto que se habló fue la brecha en la capacidad de almacenamiento, Chile tenía menos de 1 GW instalado a principios de 2025, muy por debajo de lo necesario para amortiguar la intermitencia solar y eólica. Se realizaron análisis independientes posteriores al apagón donde se recomendó apostar por redes inteligentes, hidroeléctrica de bombeo y diversificación hacia la nuclear o geotérmica para así compensar esa carencia y equilibrar los objetivos de descarbonización con la estabilidad del sistema.

En definitiva, el apagón puso de manifiesto que la integración masiva de renovables sin inversión paralela en fiabilidad de red genera vulnerabilidades sistémicas.

6.2.12. CONSECUENCIAS Y REFORMAS A LARGO PLAZO

El apagón provocó una contracción del 0,5% en la actividad económica de febrero, el primer descenso mensual en tres meses. Los descensos son en las siguientes actividades:

- La minería del cobre entre el 10% y el 15%, se paralizaron los principales yacimientos.
- El comercio urbano quedó paralizado por la inhabilitación de los pagos electrónicos y el deterioro de productos perecederos. La confianza del consumidor cayó a 40,8 puntos en marzo, su nivel más bajo desde julio de 2024.

La restauración rápida del suministro evito que las pérdidas fueran mucho mayores.

También, dos semanas después del apagón, se hicieron reformas legislativas y mejoras de la red. La Cámara de diputados aprobó una ley de urgencia para agilizar los trámites de aprobación de nuevas líneas de transmisión. En noviembre de 2025, se autorizó una nueva línea de alta capacidad de transportar energía solar desde la energía solar desde el norte hasta los centros de demanda del centro del país, reduciendo los cuellos de botella que contribuyeron al apagón. Asimismo, de forma paralela se impulsaron los incentivos fiscales para el despliegue de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) e hidroeléctrica de bombeo, con proyecciones de hasta 30.000 millones de dólares anuales en mejoras de red hasta 2035. También avanzaron políticas de descentralización mediante microrredes, redes inteligentes y sistemas híbridos en regiones vulnerables.

El evento demostró los peligros de una red con insuficiente redundancia, una caída de una sola línea desconectó más de 10 GW de capacidad y afectó al 98% de los hogares. Las conclusiones técnicas apuntan a varias necesidades urgentes como:

- Planificación de contingencia N-1 y N-2 con líneas paralelas.
- Monitoreo avanzado de sincrofasores.
- Arquitecturas de control diversificadas a prueba de fallos.

- Análisis predictivos con IA para mantener la estabilidad de frecuencia durante transitorios.

6.2.13. REFLEXIÓN

Este apagón es uno de los eventos más significativos en la historia reciente de los sistemas eléctricos modernos. Esta relevancia no solo se debe a su magnitud sino a la revelación de las vulnerabilidades de carácter estructural que acompañan a la transición energética.

Desde el punto de vista técnico el apagón hizo ver como la caída de una línea de transmisión de 500 kV fue suficiente para desencadenar un colapso en cascada que desconectó a más de 10 GW de capacidad generadora. Con ello se demostró que las redes eléctricas con topología lineal y alta dependencia de corredores de transmisión a larga distancia son vulnerables a fallos. Además, se vio que los mecanismos automáticos de defensa del sistema como el deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS) pueden resultar insuficientes si no están correctamente dimensionados y coordinados entre todos los operadores.

En el apagón se reflejó una tensión estructural que trasciende las fronteras chilenas. La integración masiva de renovables intermitentes en la matriz eléctrica sin inversión en almacenamiento, redundancia de red y mecanismos de soporte de inercia, puede llevar a generar fragilidades que no tenían los sistemas eléctricos convencionales. Chile en 2024 disponía de un mix energético donde más del 50% de la generación que cubría la demanda era energía renovable y disponía de menos de 1 GW de almacenamiento instalado, lo que dejaba al sistema sin capacidad de amortiguar perturbaciones. Esta realidad, documentada y cuantificada por el Estudio de Análisis de Fallas del CEN, el EPRI y los informes universitarios posteriores, constituye una referencia técnica de primer orden para cualquier sistema eléctrico inmerso en una transición energética acelerada.

Desde el punto de vista institucional, el caso chileno aportó además de un modelo de gestión post-apagón, la publicación de un informe técnico exhaustivo en apenas 20 días y la contratación de un revisor externo internacional independiente. Las auditorías específicas a los operadores privados implicados y impulsó de inmediato de reformas legislativas, todo ello configuró un proceso de rendición de cuentas que puede servir de referencia comparativa para otros países.

En definitiva, el apagón de Chile de 2025 quedará en la historia de la ingeniería eléctrica como un caso paradigmático que demuestra que la modernización de la generación eléctrica debe ir acompañada, de forma inseparable, de una modernización equivalente de la red de transporte, los sistemas de protección, los mecanismos de almacenamiento y la coordinación operativa entre todos los agentes del sistema.

6.3. NORESTE DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ (14 DE AGOSTO DE 2003)

Apagón producido el 14 de agosto de 2003 y fue el más importante jamás registrado en Norteamérica, con un impacto económico superior a los diez mil millones de dólares. Se debió a una falla en cadena de la red eléctrica que dejó más de 50 millones de personas a oscuras en el noreste de Estados Unidos y Canadá. Fue el segundo más grande de la en términos de población afectada en ese momento.

Este apagón se originó exactamente en la misma región que había sufrido el gran apagón de 1965, 38 años después, a pesar de todas las formas regulatorias e institucionales adoptadas tras aquel primer colapso.

Por un lado, una línea de alta tensión entró en contacto con árboles que se encontraban descuidados y, además, un fallo de software en el sistema de alarma de la compañía eléctrica FirstEnergy, impidió que los operadores detectaran y reaccionaran adecuadamente al problema inicial. La sobrecarga resultante provocó una cascada de desconexiones que se extendió por ocho estados de Estados Unidos y gran parte de Ontario.

6.3.1. CONTEXTO HISTÓRICO

La red eléctrica del noreste de América en 2003 era significativamente más compleja y estaba más interconectada que en 1965. Esta red formaba parte de la interconexión del Este que era el sistema eléctrico sincronizado más grande del mundo. Este sistema abastecía a dos tercios orientales de estados Unidos y la mayor parte del este de Canadá.

Los operadores del sistema de transmisión estaban reportados en unos 300 centros de control a lo largo de todo el país. En estos centros se tenía el objetivo de monitorizar datos de tensión y corriente mediante sistemas SCADA instalados en transformadores, generadores y otros puntos críticos. Los SCADA permitieron al sistema disponer de monitorización en tiempo real, lo cual era algo que el sistema de 1965 carecía. Sin embargo, los SCADA eran tan vulnerables a un fallo de software como los relés con la programación desactualizada.

La compañía eléctrica FirstEnergy Corporation, operaba en el área de Cleveland-Akron, en Ohio, una zona considerada una "bolsa de carga con transmisión restringida y generación relativamente limitada".

El día del colapso varios generadores de la zona estaban fuera de servicio y esto redujo los recursos disponibles para el control de tensión y la gestión de potencia reactiva. Asimismo, 4 o 5 bancos condensadores, que también se emplean para el control de tensión y la gestión de reactiva, se encontraban fuera de servicio por mantenimiento rutinario.

6.3.2. CONDICIONES PREVIAS

El 14 de agosto comenzó como un día cálido y normal de verano. Sin embargo, las condiciones de la red, especialmente en el norte de Ohio y el este de Michigan, se estaban deteriorando incluso antes de que comenzaran los apagones importantes.

Las temperaturas del día no eran inusuales, pero sí elevadas provocando un aumento de la demanda de electricidad debido al aumento en el uso de sistemas de aire acondicionado. Además, varios generadores de la zona no estaban disponibles debido a cortes de suministro forzosos, pero esto también era algo habitual. El Operador Independiente del Sistema del Medio Oeste (MISO), el coordinador de fiabilidad de la zona tuvo todo esto en cuenta en sus pronósticos y determinó que el sistema estaba en condiciones óptimas y podía operarse de forma segura.

Aunque en la mayor parte de la red los sucesos estaban dentro de sus límites de operación, a las 12:15 h se registró un fallo de software en el sistema de alarma del centro de control de First Energy, aunque el proceso de deterioro de la red no fue visible hasta el inicio de la tarde. El problema del software convertiría el problema local y manejable en otra catástrofe continental.

6.3.3. DESENCADENANTE INICIAL

El apagón del noreste de Estados Unidos en 2003 se originó en el área de servicio de FirstEnergy Corporation en el norte de Ohio, en medio de una alta demanda de electricidad provocada por temperaturas superiores a los 32°C, esto causó que las líneas de transmisión se combaran debido a la expansión térmica y la carga pesada.

A las 13:31, la planta generadora Eastlake Unidad 5, con una capacidad de 597 MW, se desconectó automáticamente después de exceder sus límites de potencia reactiva, lo que redujo el soporte de voltaje local en el área de Cleveland-Akron y aumentó la dependencia de la energía importada. Este evento no tuvo cascada inmediata, pero contribuyó a aumentar los flujos en las vías de transmisión de 345 kV. Esta línea entró en contacto con vegetación excesiva debido al mantenimiento inadecuado de la franja de derecho de paso por parte de FirstEnergy, una violación de las normas de confiabilidad que exigen una distancia mínima de 50 pies de los conductores.

Al evento anterior se le añade que aproximadamente a las 14:14 h el sistema de gestión de energía (EMS) de FirstEnergy sufrió una falla en su software de procesamiento de alarmas y eventos. Esta falla impidió que los operadores recibieran notificaciones de anomalías y aumentó la falta de conocimiento de la situación.

A las 15:05:41 h ocurrió el primer fallo que desencadenaría el colapso, cuando la línea Harding-Chamberlin de 345 kV se desconectó después de caer sobre los árboles a aproximadamente el 44% de su capacidad y la línea no se volvió a conectar debido a que en los circuitos adyacentes había una sobrecarga que no se había detectado. Además, también se desconectaron, la línea Hanna-Juniper de 345 kV a las 15:32:03 h, se encontraba cargada al 88%, y la línea Star-South Canton de 345 kV a las 15:41:33 h, debido a contactos similares con árboles, que redistribuyeron los flujos de energía y sobrecargaron las rutas restantes en el noreste de Ohio.

Estos cortes iniciales se mantuvieron inicialmente confinados al área de influencia de FirstEnergy, causando caídas de voltaje localizadas e interrupciones menores en el norte de Ohio, pero la supervisión inadecuada impidió acciones correctivas oportunas, como la desconexión de carga o el reenvío de generadores. Como consecuencia a las 15:39 h la inestabilidad del voltaje comenzara a erosionar las líneas de 138 kV en la región.

6.3.4. EVENTOS EN CASCADA

La secuencia en cascada comenzó después de las 16:00 h en el norte de Ohio, bajo el control de FirstEnergy, donde las altas cargas eléctricas y la gestión inadecuada de la vegetación provocaron que varias líneas de transmisión de alto voltaje entraran en contacto con árboles demasiado crecidos, iniciando fallas.

A las 16:05, el flujo de energía se había desplazado excesivamente hacia las líneas restantes, sobrecargando la línea crítica Sammis-Star de 345 kV al 93 % de su capacidad y llevando a su desconexión a las 16:05:57 h provocada por un relé de distancia debido a la sobrecarga e inestabilidad que detectó, dando lugar a la interrupción de la ruta principal de importación de 345 kV hacia el norte de Ohio e iniciando una cascada incontrolable.

En cuestión de segundos, otras líneas de 345 kV, como Galion-Ohio Central-Muskingum a las 16:08:58 h y East Lima-Fostoria Central a las 16:09:06 h, se desconectaron por acciones de relé similares, causando caídas de tensión y fluctuaciones de potencia que superaron los límites operativos normales. La inestabilidad se propagó hacia el este y el norte provocando la saturación de los relés de protección y provocando la separación de islas eléctricas. La cascada de fallos se aceleró entre las 16:10 h y las 16:13 h, con la desconexión rápida de generadores que sumaban 2.000 MW debido a las fluctuaciones de baja tensión y frecuencia.

A las 16:10:38, la línea Perry-Ashtabula-Erie West de 345 kV se desconectó, aislando el norte de Ohio de Pensilvania y provocando más cortes de suministro eléctrico entre Pensilvania y Nueva York. Michigan se separó de Ohio alrededor de las 16:10:36 h, mientras que Ontario y el noreste de EE. UU. experimentaron fallas de corte de carga por baja frecuencia y disparos de generadores, culminando en el apagón de 508 unidades en 265 centrales eléctricas en las regiones afectadas a las 16:13 h dando así la cascada completa.

6.3.5. CAUSAS FUNDAMENTALES Y FACTORES CONTRIBUYENTES AL COLAPSO

En primer lugar, la primera secuencia de interrupciones del 14 agosto de 2003 tuvo su origen directo en el contacto físico entre conductores de alta tensión y vegetación sin controlar en los derechos de paso de FirstEnergy y eso fue la consecuencia de las deficiencias del programa de mantenimiento de la empresa, ese incumplimiento de la distancia de seguridad haciendo que la vegetación invadiera las zonas de protección de las líneas provocando su desconexión.

El programa de vegetación de FirstEnergy, consistía en un ciclo de poda quinquenal y este resultó inservible debido a la ausencia de inspección sistemática. No hubo previas notificaciones del riesgo de crecimiento arbóreo y las inspecciones terrestres se limitaron a resolver problemas que ya eran visibles reflejando la menor prioridad otorgada al mantenimiento de los activos de transporte. A esto súmase que la inversión de la infraestructura era inferior respecto a de generación.

El Grupo de Trabajo sobre Interrupciones del Sistema Eléctrico EE. UU. concluyó que FirstEnergy no gestionó adecuadamente el crecimiento de la vegetación en sus derechos de paso, identificando este hecho como una causa principal del apagón. Sin embargo, según la normativa NERC que había vigente en aquel momento, no se indicaban requisitos explícitos sobre la gestión de vegetación. A pesar de eso, la política de NERC exigía mantener los equipos en condiciones operativas y prevenir fallos previsibles debido a factores ambientales. El propio Grupo de Trabajo señaló que los métodos habituales del sector requerían una mejora significativa, tal como ya habían evidenciado incidentes previos como el apagón de la Costa Oeste de 1996.

En segundo lugar, está el software de procesamiento de alarmas y eventos del sistema de gestión de energía de FirstEnergy, este fallo a las 14:14 h. El origen técnico de su fallo fue una condición de carrera (dos o más accesos del sistema acceden y modifican simultáneamente una misma zona de memoria compartida, sin que exista un mecanismo de control que ordene esos accesos) que permitía de escritura simultáneos sobre estructuras de datos compartidas, generando un bucle infinito y un desbordamiento de búfer (espacio de memoria física, ya sea

en hardware o software, utilizado para almacenar datos temporalmente mientras se transfieren de un lugar a otro) bajo condiciones de alto volumen de eventos.

El resultado de este fallo fue que el sistema dejara de generar y registrar alarmas, lo que llevó a la privación de los operadores de toda alerta visual o sonora sobre los disparos y sobrecargas que se estaban produciendo en la red de transmisión. La situación se prolongó hasta después del inicio de la cascada de fallos y ni los operadores ni el personal de soporte de TI recibieron notificación automática del colapso del sistema de alarmas porque no se disponía de autodiagnósticos para detectar este tipo de fallos.

La situación empeoró cuando el servidor principal de EMS falló a las 14:41 h como consecuencia de la aplicación de alarmas bloqueada, seguido a este el servidor de respaldo también falló a las 15:54 h. Los fallos provocaron la interrupción del control automático de generación y redujeron las actualizaciones de pantalla hasta en intervalos de 59 segundos, resultando en la eliminación de toda visibilidad en tiempo real de las condiciones de la red, provocando que los operadores no pudieran detectar los eventos críticos que sucedían en el sistema. La herramienta de análisis de contingencias del EMS, que presentaba problemas de fiabilidad desde su instalación en 1995, operaba únicamente en modo manual y no fue invocada tras incidentes clave como la parada del generador de la Unidad 5 de Eastlake a las 13:31h.

Las deficiencias en la monitorización no se limitaron al ámbito de FirstEnergy. También afectaron al estimador de estado del Midwest Independent System Operator (MISO), fue deshabilitado automáticamente de las 12:40 h por inconsistencias entre el modelo de red y los datos de interrupciones previas, y no fue reactivado hasta las 14:44 h, momento en que ya resultaba insuficiente para revertir la situación.

Al final, la ausencia de herramientas redundantes de respaldo, la falta de visualización alternativa ante el fallo del EMS y las carencias en el intercambio de datos entre regiones impidieron una supervisión coordinada de la red interconectada. Lo que permitió que las sobrecargas se propagasen sin control hasta la desconexión de la línea Sammis-Star a las 16:05:57 h, evento que desencadenó la cascada final responsable de la interrupción de 61.800 MW de carga.

En tercer lugar, están los fallos operativos en el centro de control de FirstEnergy. Estos fallos se originaron con el colapso del software de procesamiento de alarmas poco después de las 14:14 h que dejó a los operadores sin alertas visuales ni sonoras sobre el estado de la red. Esta deficiencia se vio agravada por los fallos sucesivos del EMS, la pérdida de consolas remotas a las 14:20 h y caída de los servidores principal y de respaldo a las 14:41 h y 14:54 h respectivamente. Los operadores no avisaron a tiempo del mal funcionamiento del sistema de alarmas al carecer el EMS de mecanismos automáticos de notificación ante fallos críticos de las herramientas de monitorización. En cuarto lugar, se produjeron fallos humanos que agravaron la situación. Los operadores de FirstEnergy no hicieron análisis de contingencia tras los eventos clave como la parada del generador de la Unidad 5 de Eastlake a las 13:31 h o el disparo de la línea Harding-Chamberlin a las 15:05 h.

Pese a las advertencias reiteradas de los operadores de American Electric Power (AEP) desde las 14:32 h en relación con el estado de la línea el personal de FirstEnergy atribuyó los problemas a incidencias locales en lugar de reconocer la sobrecarga sistémica en curso, incumpliendo el requisito de la política de NERC de restituir el sistema a un estado seguro en un plazo máximo de 30 minutos.

Asimismo, tampoco se ejecutó ningún corte manual de carga, a pesar de que a las 15:46 h se precisaba una reducción aproximada de 1500 MW en el área de Cleveland-Akron para evitar la inestabilidad de tensión. Debido a esto se dio una situación que ni los esquemas automáticos de deslastre por subtensión ni la conciencia situacional de los operadores estaban preparados.

Por último, entre las deficiencias operativas de carácter más estructural, se destacaba la ausencia de procedimientos eficaces para la declaración de emergencia y la coordinación entre empresas. FirstEnergy no notificó a MISO su situación crítica hasta después de las 15:59 volviendo a incumplir la política de NERC.

En el ámbito propio MISO, un analista deshabilitó manualmente las actualizaciones automáticas del estimador de estado a las 12:15 h sin reactivarlas hasta las 14:40 h, por lo que durante más de dos horas se retrasó las evaluaciones de contingencia en tiempo real. Las carencias tenían orígenes claros:

- 1) Formación insuficiente de los operadores para escenarios de alta tensión, ausencia de simulacros de emergencia basados en simulador

- 2) Reuniones de relevo sustentadas en registros manuales en lugar de protocolos unificados de traspaso de turno.

Las deficiencias en la comunicación interregional entre MISO y PJM para la gestión de violaciones de seguridad en los límites de intercambio impidieron una respuesta coordinada ante los déficits de potencia reactiva que se estaban acumulando.

El informe del Grupo de Trabajo concluyó que el conjunto de estos errores era prevenible mediante el cumplimiento de las normas NERC vigentes en ese momento. Dado que en estos se exigían herramientas de monitorización capaces de alertar sobre desviaciones, evaluaciones de contingencia en tiempo real con una cadencia máxima de 10 minutos y notificación inmediata ante situaciones de emergencia. La incapacidad de los operadores para intervenir durante la cascada final evidenció las consecuencias acumuladas de las inacciones previas, en un sistema donde los relés automáticos de Zona 3 actuaron en condiciones de bajo voltaje sin posibilidad de anulación manual por parte de los operadores.

6.3.6. REGIONES Y POBLACIONES AFECTADAS

El apagón del noreste de Estados Unidos en 2003 afectó principalmente a ocho estados estadounidenses: Ohio, Michigan, Nueva York, Nueva Jersey, Vermont, Massachusetts, Connecticut y Rhode Island, y a la provincia canadiense de Ontario, con efectos menores adicionales en Nuevo Brunswick, Nueva Escocia y Quebec. Se originó en el norte de Ohio, particularmente alrededor de Cleveland y Akron, antes de extenderse en cascada por la parte noreste de la red de interconexión oriental.

Se originó en el norte de Ohio, alrededor de Cleveland y Akron, antes de extenderse en cascada por la parte noreste de la red de interconexión oriental. Entre los principales centros urbanos afectados se encuentran Detroit en Michigan, la ciudad de Nueva York y Albany en Nueva York, Toledo en Ohio, Toronto, Hamilton y Ottawa en Ontario, así como partes del norte de Nueva Jersey. Además, el apagón afectó a prácticamente todo Nueva York, Connecticut, Massachusetts y Rhode Island; partes sustanciales de Nueva Jersey, Ohio, Michigan, Pensilvania y Ontario; y segmentos más pequeños de Vermont. Aproximadamente 50 millones de personas sufrieron el apagón en estas regiones, lo que representa uno de los mayores apagones en la historia de Norteamérica por número de personas afectadas.

La carga eléctrica total interrumpida ascendió a 61.800 MW, con porciones significativas en Ontario de 22.500 MW, Nueva York de 10.648 MW y Michigan de 2.835 MW. Esta escala puso de relieve la naturaleza interconectada de la red que abastece a zonas industriales y urbanas densamente pobladas.

6.3.7. INTERRUPCIONES EN LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Las interrupciones en la generación y transmisión de energía comenzaron con la falla de tres líneas de transmisión de 345 kV operadas por FirstEnergy en el norte de Ohio debido al contacto con árboles demasiado crecidos, comenzando con la línea Harding-Chamberlin a las 15:05 h del 14 de agosto de 2003. Fue un evento inicial que sobrecargó las líneas adyacentes provocando la interrupción de la línea Hanna-Juniper a las 15:32 h y de la línea Star-South Canton a las 15:41 h, ambas también debido a contactos con árboles.

A las 16:05 h, la línea Sammis-Star de 345 kV se desconectó por sobrecarga mediante la operación del relé de la Zona 3, lo que inició una rápida cascada que desconectó más de 13 líneas principales de 345 kV y 138 kV en cuestión de minutos, incluidas 16 líneas de 138 kV entre las 15:39 h y las 16:08 h. En total, más de 400 líneas de transmisión quedaron fuera de servicio en toda la red afectada. Provocaron la interrupción de las interconexiones y asilaron regiones en Ohio, Michigan, Nueva York y Ontario.

Estos fallos en la transmisión provocaron paradas generalizadas en la generación de energía, debido a que los relés de protección automáticos detectaron voltajes, frecuencias y fluctuaciones de potencia anormales, lo que provocó la desconexión de las unidades para evitar daños en los equipos. Asimismo, un factor que contribuyó inicialmente fue la pérdida de la Unidad 5 de Eastlake (597 MW) a la 13:51 h debido a una sobrecarga de potencia reactiva (VAr), lo que aumentó la tensión del sistema antes de la cascada.

Entre las 16:06 h y las 16:12 h, se produjeron más de 800 eventos de disparo de generadores, ello provocó el apagado de 531 unidades generadoras en 265 centrales eléctricas, incluidas nueve centrales nucleares estadounidenses y siete reactores de alta potencia de Ontario. Las pérdidas clave incluyeron 3.294 MW en Ohio a las 16:10 h y 1.759 MW cerca de Detroit, con la cascada alcanzando su punto máximo a las 16:13 h y eliminando aproximadamente 61.800 MW de carga.

La interacción entre las sobrecargas de generación en la transmisión y las paradas de generación crearon la inestabilidad del voltaje y las condiciones de baja frecuencia. Provocando que los generadores no pudieran intervenir eficazmente en medio de fallas en los sistemas de monitoreo.

Por otro lado, algunas plantas, como las instalaciones hidroeléctricas en el oeste de Nueva York y, permanecieron parcialmente operativas, manteniendo unos 5700 MW en islas aisladas, pero la mayoría de las unidades térmicas, nucleares y de ciclo combinado se desconectaron irreversiblemente hasta su restauración.

Esta secuencia puso de manifiesto las vulnerabilidades en la coordinación de relés y el soporte de potencia reactiva, puesto que los relés de la Zona 3, destinados a la protección de respaldo, exacerbaban la cascada al interpretar erróneamente las sobrecargas como fallas.

6.3.8. CONSECUENCIAS

Una de las principales consecuencias del apagón fue en la interrupción de los servicios esenciales en toda la región afectada.

Por un lado, en materia de agua potable, las plantas de tratamiento de Detroit y Cleveland quedaron totalmente inoperativas cuando se interrumpió el suministro eléctrico que alimentaba sus procesos de bombeo y cloración.

Esta situación obligó a emitir alertas de hervir el agua que se prologaron entre tres días y una semana, la alerta ordena hervir el agua del grifo antes de consumirla debido a una posible contaminación por bacterias, virus o parásitos.

Por otro lado, el transporte urbano colapsó por completo. Para empezar el Metro de Nueva York interrumpió su servicio de forma inmediata provocando que miles de pasajeros quedaron atrapados bajo tierra. En cuanto a las carreteras, los semáforos se apagaron en todas las ciudades obligando a policías y voluntarios a dirigir el tráfico manualmente, y los principales aeropuertos de Detroit y Cleveland suspendieron operaciones ante la pérdida de iluminación de pistas, radar y sistemas de equipaje.

Por último, en cuanto a servicios esenciales, la comunicación sufrió una saturación inmediata. Tras el apagón, las redes móviles colapsaron por el volumen masivo de llamadas simultáneas, la telefonía fija sufrió interrupciones localizadas y las comunicaciones de

seguridad pública se vieron gravemente afectadas, lo que retrasó la respuesta de emergencia hasta cuatro días en algunas zonas de Estados Unidos y más de una semana en partes de Canadá.

En cuanto a la economía, el apagón supuso una pérdida de entre 4000 y 10000 millones de dólares en Estados Unidos y Canadá, con la mayoría de los análisis convergiendo en torno a los 6.000 millones de dólares.

En Estados Unidos, el estado de Nueva York concentró aproximadamente 1000 millones de dólares en pérdidas inmediatas, en esta estimación se incluía 500 millones por la interrupción de los mercados financieros y 300 millones por la paralización industrial, mientras que, en Canadá, registró una caída de 2300 millones de dólares canadienses en su contribución al PIB provincial, en esta caída 100 millones en alimentos deteriorados y 750 millones en retrasos del transporte. A escala nacional, el PIB canadiense cayó un 0,7% en agosto de 2003, con una pérdida neta de 18,9 millones de horas de trabajo concentrada principalmente en Toronto.

La última consecuencia destacable fue en el impacto humano y sanitario que al igual que el resto fue grave. Durante el apagón, se produjeron al menos 11 muertes directas por accidentes de tráfico e intoxicaciones por monóxido de carbono, un estudio posterior habla de 90 muertes adicionales relacionadas con problemas respiratorios agravados por el calor extremo, la mala calidad del aire y el esfuerzo físico durante las evacuaciones.

Los ingresos hospitalarios por bronquitis crónica aumentaron un 717% entre el 14 y 15 de agosto, especialmente entre ancianos y personas vulnerables. Los fallos en las bombas de agua provocaron el vertido de 500 millones de galones de aguas residuales sin tratar en los cursos fluviales de Nueva York, obligando al cierre de playas durante tres días.

A estos problemas se sumaron los riesgos alimentarios por el fallo generalizado de la refrigeración, que derivaron en aproximadamente 500 inspecciones de restaurantes y un aumento del riesgo de patógenos transmitidos por alimentos.

6.3.9. RECUPERACIÓN DEL SISTEMA

Tras las fallas en cascada, los esfuerzos iniciales de recuperación priorizaron la estabilización de la red mediante la formación de "islas" de energía aisladas y la activación de procedimientos de arranque en negro.

Nueva Inglaterra se separó con éxito de Nueva York a las 16:10:54 h, logrando un equilibrio entre la generación y la demanda para prevenir una mayor inestabilidad. En el oeste de Nueva York, una isla se estabilizó a las 16:11:23 h, con el apoyo de las centrales generadoras Beck y Saunders de Ontario, que mantuvieron cerca del 50% de la carga previa al evento. Con estas acciones se logró mitigar los riesgos inmediatos de colapso de frecuencia en la interconexión afectada.

Empresas de servicios públicos como FirstEnergy, el Operador Independiente del Sistema del Medio Oeste (MISO), PJM Interconnection, el Operador Independiente del Sistema de Nueva York (NYISO) y el Operador Independiente del Mercado Eléctrico de Ontario (IMO) iniciaron la coordinación mediante llamadas telefónicas e intercambios de datos para evaluar los daños y planificar los reinicios. Se desplegaron generadores de arranque en negro para reactivar el sistema, con importaciones iniciales de regiones vecinas no afectadas para acelerar la restauración.

Las instalaciones nucleares recibieron la máxima prioridad para la restauración de energía fuera de las instalaciones para permitir el enfriamiento y reinicio seguros de los reactores, utilizando generadores diésel de reserva para la refrigeración durante el período intermedio.

La restauración progresó gradualmente esa noche, con sincronizaciones clave que incluyeron la Unidad 8 de Bruce Power a las 19:14 EDT, la Unidad 5 a las 21:04 EDT y la Unidad 7 a las 21:14 EDT, seguidas por la Unidad 3 de la Central Nuclear de Darlington a las 22:00 EDT. Para la medianoche, muchos centros urbanos habían recuperado parcialmente el suministro eléctrico gracias a estos esfuerzos, aunque la sincronización completa en algunas áreas se extendió hasta el 15 de agosto. Esto se debió a la necesidad de verificar la integridad de las líneas y evitar que se reactivaran las cascadas de apagones.

Los operadores de Ontario gestionaron cortes de energía rotativos para racionar el suministro, mientras que las empresas de servicios públicos de EE. UU. se centraron en energizar cargas de alta prioridad como hospitales y plantas de tratamiento de agua.

Estos pasos sentaron las bases para una recuperación más amplia, demostrando el uso eficaz de procedimientos planificados previamente a pesar de la ausencia de fallos sistémicos en los propios protocolos de restauración.

Otro aspecto relevante de la restauración del sistema es que se dividió en tres niveles paralelos:

- 1) En el plano técnico operativo, MISO asumió la coordinación de los procedimientos del arranque en negro. Supervisaba la energización progresiva de generadores y líneas aisladas, además, era coordinador de fiabilidad de FirstEnergy a pesar de que dicha empresa no era miembro de dicho organismo. Por otro lado, PJM apoyaba las zonas adyacentes gestionando importaciones de energía. La NERC activó su centro de operaciones de emergencia para supervisar el conjunto del proceso y garantizar el cumplimiento de los estándares de fiabilidad durante la recuperación.
- 2) En el plano gubernamental, tanto EE. UU. como Canadá activaron sus mecanismos de respuesta. El departamento de energía prestó asistencia técnica, el Departamento de Seguridad Nacional coordinó la comunicación interinstitucional y el presidente Bush ordenó apoyo federal a los estados priorizando infraestructuras críticas como hospitales y plantas de agua. Ontario replicó acciones equivalentes, coordinándose con los operadores estadounidenses (IESO, NYISO) para sincronizar la restauración transfronteriza.
- 3) En cuanto a resultados, el suministro se restableció de forma escalonada: Detroit recuperó el servicio la noche del propio 14 de agosto y Nueva York el 15 de agosto, con la mayoría de los 55 millones de afectados reconectados en menos de dos días.

La coordinación durante la restauración fue en general buena. Sin embargo, se evidenció que los mismos protocolos de intercambio de información que fallaron antes de apagón, permitieron que la cascada se propagase sin respuesta y lastraron las primeras horas de recuperación. La interdependencia binacional de la red quedó expuesta como una vulnerabilidad tanto como una fortaleza.

6.3.10. INVESTIGACIONES

El grupo de trabajo sobre Interrupciones EE. UU. - Canadá fue creado el 15 de agosto de 2003 por orden de Bush y Chrétien, este informe tenía como objeto investigar las causas del apagón y formular recomendaciones para mejorar la fiabilidad del sistema norteamericano. Además, el grupo estaba copresidido por los ministros de energía de ambos países e integrado por los presentes gubernamentales y expertos técnicos organizados en tres subgrupos: Sistema Eléctrico, Nuclear y Seguridad.

Sacaron un informe provisional que reconstruyó la cronología del evento y descartó cualquier hipótesis de ciberataque. Sin embargo, en el informe final fueron más contundentes, afirmaron que el apagón era evitable mediante el simple cumplimiento de la normativa existente. Las causas principales identificadas fueron cuatro:

- 1) Gestión inadecuada de la vegetación bajo las líneas de transmisión
- 2) Conciencia situacional insuficiente en FirstEnergy
- 3) Coordinación de fiabilidad ineficaz entre MISO y PJM
- 4) Fallos en los relés de impedancia de Zona 3 durante la cascada final.

Como dato relevante se destacó que con 1500 MW en el momento oportuno se podría haber evitado el evento.

En cuanto a la conciencia situacional, el fallo tuvo origen en el sistema de alarmas GE XA/21 de FirstEnergy, este contenía un error de programación llamado condición de carrera que bloqueó el procesamiento de alarmas a partir de las 14:14 h. Por otro lado, en cuanto a la coordinación entre operadores, el estimador de estado de MISO estuvo fuera de servicio desde las 12:15 h, hasta las 16:04 h por datos incorrectos en sus entradas por lo que el coordinador regional que debía tener visión global del sistema también estaba ciego en las horas más críticas. En cuanto a los relés de Zona 3, el informe señaló que estos relés de protección de respaldo, diseñados para actuar ante cortocircuitos reales, confundieron las sobrecargas con fallos y dispararon líneas que en realidad estaban funcionando correctamente ayudando a acelerar la cascada en lugar de ayudar a contenerla.

El Grupo de Trabajo articuló 46 recomendaciones en 14 categorías. El eje central era la transformación del marco de cumplimiento para pasar de estándares voluntarios a normas obligatorias con sanciones. Las medidas más concretas incluían formación anual obligatoria de operadores de al menos cinco días, mejora de los protocolos de gestión de vegetación, fortalecimiento de las herramientas de diagnóstico en tiempo real para los coordinadores de fiabilidad, corrección de las deficiencias de potencia reactiva y mejora de las protecciones de relés. Los plazos de implementación oscilaban entre acciones inmediatas y un horizonte de dos años y sus conclusiones dieron lugar directamente a la Ley de Política Energética de 2005, que por primera vez dotó a la FERC de autoridad legal para aprobar normas de fiabilidad obligatorias y sancionar su incumplimiento con multas de hasta un millón de dólares diarios.

6.3.11. REFORMAS TRAS EL APAGÓN

Este apagón provocó las transformaciones regulatorias y tecnológicas más profundas experimentadas por el sistema eléctrico norteamericano en décadas.

En cuanto a la reforma estructural, se pasó de un modelo de cumplimiento voluntario a uno legalmente vinculante. La Energy Policy Act de 2005 (EPAct 2005) modificó la Ley Federal de Energía para facultar a la FERC a certificar una Organización de Confiabilidad Eléctrica (ERO) con capacidad sancionadora. En cuanto a la NERC a partir del 20 de julio de 2006, pasó de emitir recomendaciones a imponer normas de obligado cumplimiento con sanciones que podían llegar al millón de dólares por día de infracción.

La aplicación efectiva de estas normas comenzó el 18 de junio de 2007, abarcando áreas críticas como la gestión de vegetación (norma FAC-003), la planificación de la transmisión y la monitorización en tiempo real (norma TOP-001). Para 2008 la FERC había aprobado 83 estándares y para 2013 se habían tramitado más de 1.000 acciones de cumplimiento. Canadá adoptó normas equivalentes antes de 2007 mediante acuerdos armonizados con los reguladores provinciales.

En paralelo a la reforma estructural se hicieron reformas regulatorias, las empresas de servicios públicos aceleraron la adopción de tecnologías de monitorización avanzadas. La más significativa de estas fue el despliegue masivo de unidades de medición fasorial, estas proporcionan mediciones sincronizadas de alta frecuencia de tensión, corriente, y ángulos de

fase en amplias zonas geográficas, con ello se permitió detectar inestabilidades con una rapidez muy superior a los SCADA tradicionales.

Para 2013 se habían instalado cientos de sensores en la red estadounidense. De forma complementaria, se mejoraron los sistemas de gestión de alarmas y análisis de contingencias, se reforzaron las redes de comunicación para el intercambio de datos en tiempo real entre centros de control, y se perfeccionaron los sistemas automáticos de deslastre de carga para contener perturbaciones sin propagación en cascada.

Para la década del 2010, inversiones de miles de millones de dólares modernizaron la infraestructura de transmisión con relés digitales y controles tolerantes a fallos.

6.3.12. REFLEXIÓN

El apagón del 14 de agosto de 2003 fue el impulso de una investigación exhaustiva conjunta entre Estados Unidos y Canadá. Se identificaron fallos en el cumplimiento de los estándares de confiabilidad existentes y debilidades en la coordinación y el intercambio de información en tiempo real entre operadores de la red. Esto llevó a una legislación más estricta que otorgó autoridad obligatoria a los estándares de confiabilidad del NERC.

La importancia histórica de este evento es que no lo provocó un fallo extraordinario sino una acumulación silenciosa de estos: Árboles sin podar, un bug de software sin detectar, operadores sin información y organismos de coordinación sin autoridad real. Ninguno de los elementos que causaron el colapso hubiera sido capaz de realizarlo por sí solo.

Este apagón demostró que, si bien la interconexión proporcionaba robustez, también puede convertirse en el principal vector de propagación de fallo cuando los mecanismos de observación, coordinación y cumplimiento normativo no son suficientes. Un sistema altamente interconectado sin gobernanza equivalente no es más resiliente; es más frágil.

Desde el punto de vista de la evolución de los sistemas eléctricos, el evento de 2003 marca una frontera clara. Antes de este evento la fiabilidad de la red descansaba sobre la confianza en la buena práctica voluntaria de los operadores y en la solidez física de una infraestructura construida mayoritariamente bajo paradigmas de generación y centralización simbólica. Después de él, se impuso la convicción de que la fiabilidad es una propiedad sistémica que debe ser gestionada activamente, medida, auditada y exigida mediante obligaciones legales

con consecuencias reales. La transformación de la NERC en organismo con capacidad sancionadora, la obligatoriedad de los estándares de fiabilidad y el impulso al despliegue de tecnologías de monitorización avanzada como las PMU son consecuencias directas de esta nueva concepción.

Este apagón debido a la velocidad y lógica con la que se produjo, (la cascada de fallos que en apenas ocho minutos desconectó 61.800 MW y dejó sin suministro a 55 millones de personas se desarrolló a una velocidad y con una lógica que superó por completo la capacidad de respuesta humana en tiempo real) demostró cómo los sistemas eléctricos modernos generan vulnerabilidades sistémicas nuevas cada vez que su arquitectura técnica evoluciona más deprisa que los mecanismos institucionales diseñados para gestionarlos.

6.4. ITALIA (28 DE SEPTIEMBRE DE 2003)

Este apagón tuvo origen en Italia el 28 de septiembre de 2003. Es el mayor apagón de Europa registrado hasta la fecha tanto por el número de personas afectadas como por la extensión territorial.

Este apagón tiene una diferencia peculiar con el resto y es que se originó a las afueras de la frontera del país. Concretamente en la red de transmisión suiza y se propagó al interior de Italia en cuestión de minutos debido a la elevada dependencia estructural del sistema eléctrico italiano respecto de las importantes eléctricas procedentes de Europa.

El análisis de este apagón resulta interesante dado que se demostrará como un fallo en la interconexión europea puede provocar la separación nacional de la red nacional además de provocar el colapso en cascada de los generadores.

6.4.1. CONTEXTO HISTÓRICO

A principios de la década de 2000, el sistema eléctrico italiano se caracterizaba por una elevada dependencia estructural de las importaciones eléctricas procedentes de países vecinos, en especial de Francia y Suiza. Esta dependencia tenía sus raíces en decisiones políticas energéticas tomadas décadas antes.

En 1987, el referéndum celebrado tras el accidente de Chernóbil provocó el cierre definitivo de las cuatro centrales nucleares italianas, que hasta entonces aportaban en torno al 3.400 MW de capacidad instalada libre de combustibles fósiles. Así que, sin esta generación nuclear, Italia no era capaz de compensar el déficit con suficiente capacidad termoeléctrica doméstica por ello la importación se convirtió en un mecanismo estructural de equilibrio del sistema que llegó a depender del exterior para cubrir entre el 15% y 20% de su consumo total.

La red de transmisión italiana era gestionada por el GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale), creado en 1999 tras la liberalización del mercado eléctrico europeo impulsada por la Directiva 96/92/CE. Sobre el papel, el GRTN debía garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema de transporte, pero en la práctica operaba con importantes limitaciones: la infraestructura de transmisión era en buena parte antigua, los sistemas de monitorización en tiempo real estaban insuficientemente desarrollados, y los procedimientos de coordinación con los operadores de transmisión vecinos en particular con el suizo ETRANS eran escasos y poco ágiles.

En la red italiana también es relevante el contexto europeo, debido a la liberación del mercado eléctrico que había incentivado intensos flujos comerciales transfronterizos que no siempre tenían una correspondencia adecuada con las capacidades físicas reales de las redes de transmisión. La UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), organismo que coordinaba la operación de las redes eléctricas europeas interconectadas, era todavía una estructura de coordinación voluntaria sin poderes vinculantes sobre los operadores nacionales, lo que limitaba su capacidad para imponer criterios de operación seguros en situaciones de alta transferencia transfronteriza.

6.4.2. CONDICIONES PREVISTAS

La noche de ese 27 al 28 de septiembre era de baja actividad, era la madrugada de un domingo, con temperaturas suaves propias de otoño mediterráneo y demanda industrial prácticamente nula. En condiciones normales, estas circunstancias deberían haber proporcionado un amplio margen de seguridad al sistema. Sin embargo, la situación era más comprometida de lo que los indicadores superficiales sugerían.

La red de suiza es un corredor de tránsito fundamental para los flujos de energía central en Italia, esta red en el momento del apagón se encontraba muy cerca de sus límites de seguridad. Esto se debe a los intensos intercambios comerciales nocturnos provocados por la liberación del mercado eléctrico europeo, provocaran flujos de energía elevados a través de las líneas de transmisión de 380 kV que cruzaban los Alpes suizos. En particular, la línea Mettlen-Lavorgo, también conocida como línea del Lukmanier por el paso alpino que atravesaba, transportaba en ese momento aproximadamente 1.300 MW de potencia hidroeléctrica suiza con destino a Italia, una carga muy próxima a los límites térmicos del conductor.

En cuanto el factor ambiental, en la noche del 27 al 28 de septiembre, la vegetación de la línea Mettlen-Lavorgo no había sido objeto de un mantenimiento adecuado, de modo que la distancia de seguridad entre los conductores y los árboles próximos era menor de la recomendada. Esa combinación de alta carga eléctrica, calentamiento del conductor y vegetación demasiado próxima creó las condiciones precisas para que se produjera el arco eléctrico que detonó la cascada.

Por último, en Roma, la noche del 27 de septiembre marcaba la primera edición de la Notte Bianca, es una festividad cultural recién inaugurada durante la cual los museos, comercios y monumentos permanecían abiertos toda la noche. Esta situación conllevó que miles de personas se encontraban aún en la calle y el transporte público seguía en servicio cuando el apagón se produjo, lo que multiplicó el impacto humano del evento en la capital italiana.

6.4.3. DESENCADENANTE INICIAL

El detonante inicial del apagón en Italia en 2003 tuvo lugar el 28 de septiembre de 2003, aproximadamente a las 03:01 h, cuando una descarga eléctrica provocada por un árbol interrumpió la línea aérea de 380 kV Mettlen-Lavorgo, también conocida como la línea Lukmanier, en los Alpes suizos. Fue provocado por el contacto de la vegetación con el conductor provocando un calentamiento térmico de los flujos de alta potencia reduciendo así la distancia de separación lo suficiente como para causar una descarga de arco y desconectar la línea a las 03:01:42 h.

Las investigaciones señalaron que las posibles prácticas insuficientes de mantenimiento del derecho de paso pueden haber contribuido a la proximidad de la vegetación, aunque las autoridades suizas encontraron que las inspecciones y el mantenimiento de los operadores de la línea cumplían con las regulaciones nacionales.

La interrupción del servicio en la línea Lukmanier desvió inmediatamente importantes flujos de energía que originalmente exportaban energía hidroeléctrica de Suiza a Italia hacia rutas de transmisión paralelas, incluida la cercana línea Sils-Soazza de 380 kV, que se sobrecargó hasta aproximadamente el 110 % de su capacidad. Esta sobrecarga provocó que las temperaturas de los conductores aumentaran rápidamente, acercándose a los 80 °C y con el riesgo de que se produjeran más descargas disruptivas, mientras que los flujos redirigidos también sometieron a tensión las líneas de interconexión a través de Francia como parte de la dinámica más amplia de la red europea.

Alrededor de las 03:20 h, el estrés térmico creciente provocó una descarga disruptiva en el árbol de la línea sobrecargada Sils-Soazza, lo que causó su salida a las 03:25:21 h después de intentos fallidos de recierre automático. El operador del sistema de transmisión suizo, ETRANS, respondió intentando un cierre manual de la línea Lukmanier a las 03:08:23 h, pero esto falló debido a una gran diferencia de ángulo de fase de 42° a lo largo de la línea.

A las 03:10:47 h, ETRANS se coordinó con el operador italiano GRTN por teléfono, solicitando una reducción de 300 MW en las importaciones de Italia para aliviar la sobrecarga, aunque esta medida tardó unos 10 minutos en implementarse y resultó insuficiente para evitar el posterior corte de la línea.

Los esfuerzos de redireccionamiento tardíos y limitados de los operadores suizos, combinados con la falla inicial, desencadenaron la cascada de eventos.

6.4.4. SECUENCIA DE EVENTOS

La secuencia de eventos se divide en dos partes: Cronograma de interrupciones y Propagación del apagón.

6.4.4.1. CRONOGRAMA DE INTERRUPCIONES

El apagón que azotó Italia en 2003 comenzó en la madrugada del 28 de septiembre de 2003, provocado por una falla en una línea de transmisión de alta tensión en Suiza que desencadenó una serie de eventos que llevaron al colapso de la red eléctrica italiana.

A las 03:01:21 h, se produjo una falla monofásica en la línea Mettlen-Lavorgo de 380 kV debido a una descarga disruptiva causada por un árbol, lo que activó la protección de secuencia cero, pero no logró restablecer el suministro eléctrico automáticamente.

A las 03:01:42 h, la línea se cortó permanentemente después de dos intentos fallidos de reconexión automática. Esta interrupción inicial provocó sobrecargas inmediatas en las líneas paralelas, lo que obligó a coordinar a los operadores de transmisión.

Aproximadamente a las 03:08 h, un intento de reconexión manual en la línea Mettlen-Lavorgo fracasó debido a una elevada diferencia de ángulo de fase de 42 grados entre los sistemas suizo e italiano.

A las 03:10:47 h, el operador suizo ETRANS solicitó al operador de la red italiana GRTN que redujera las importaciones en 300 MW para aliviar la sobrecarga, una medida implementada alrededor de las 03:21 h, pero considerada insuficiente para restablecer el equilibrio. La situación se deterioró rápidamente hasta la pérdida de control. A las 03:25:21 h, una segunda falla crítica provocó la desconexión de la línea Sils-Soazza de 380 kV debido a una descarga disruptiva en un árbol bajo condiciones de sobrecarga que alcanzaron los 2700 A, lo que marcó el punto de escalada. En este punto se activaron las protecciones automáticas a las 03:25:34 h originando con ello la desconexión de la red italiana del área síncrona de la UCTE mediante la desconexión de todas las líneas transfronterizas restantes, lo que inició inestabilidad angular y colapso de voltaje.

Los disparos de generadores comenzaron en todo el norte de Italia debido a condiciones de baja frecuencia, y la frecuencia del sistema cayó por debajo de 49 Hz poco después. Aproximadamente a las 03:28 h, la red eléctrica italiana perdió el control centralizado al desplomarse la frecuencia a 47,5 Hz, lo que provocó una desconexión automática generalizada de la carga de unos 10.900 MW, pero no logró evitar el colapso.

El apagón a nivel nacional se completó aproximadamente a las 03:28 h, afectando a aproximadamente 56 millones de personas en la Italia continental y Sicilia, mientras que Cerdeña y otras islas se salvaron debido a sus redes independientes. En las zonas adyacentes del sur de Suiza, como el cantón de Ticino, el apagón duró unas 3 horas, pero la península italiana experimentó oscuridad total hasta los esfuerzos de restablecimiento vespertinos.

6.4.4.2. PROPAGACIÓN DEL APAGÓN

La propagación del apagón comenzó en los Alpes suizos con una descarga disruptiva en un árbol que provocó la desconexión automática de la línea Lukmanier (Mettlen-Lavorgo) de 380 kV a las 03:01:21 h del 28 de septiembre de 2003.

Esta falla inicial provocó una sobrecarga en la línea paralela San Bernardino (Sils-Soazza) de 380 kV, que se mantuvo durante aproximadamente 24 minutos, pero finalmente se desconectó a las 03:25:21 h debido a una descarga disruptiva en un árbol en condiciones de sobrecarga.

Los sistemas de protección automáticos iniciaron entonces una rápida cascada, con sobrecargas en las líneas de interconexión adyacentes que provocaron desconexiones secuenciales; dentro de los 12 segundos del viaje de Sils-Soazza, los vínculos restantes con Suiza, Austria y Eslovenia se desconectaron para evitar una mayor inestabilidad.

Geográficamente, la perturbación se propagó hacia el sur desde la frontera suizo-italiana hasta el norte de Italia, saturando inicialmente las líneas de 380 kV en la región de Lombardía, como la interconexión Cislago-Sondrio, que se desconectó a las 03:25:28 h. Las sobrecargas continuaron propagándose en cascada por la región del Véneto y los enlaces de transmisión centrales, aislando la península italiana a medida que los desequilibrios de energía tensaban los corredores norte-sur de la red.

A las 03:25:34h, toda la red italiana se había separado del sistema europeo interconectado UCTE, creando una red aislada con un déficit de importación repentino de aproximadamente 6.400 MW. Tras la separación, se produjo rápidamente una inestabilidad de frecuencia en el sistema italiano aislado, que descendió inicialmente a 49 Hz y posteriormente a 47,5 Hz a las 03:28 debido al desequilibrio entre la generación y la carga, lo que activó las protecciones automáticas contra baja frecuencia y la desconexión de aproximadamente el 90% de las unidades generadoras de Italia.

La cascada no se extendió a Francia ni a Austria, debido a que los controles de frecuencia primarios y secundarios de la red de UCTE absorbieron el excedente de exportación de energía (alrededor de 6400 MW) que había estado fluyendo hacia Italia, y las desconexiones localizadas limitaron cualquier propagación más amplia.

6.4.5. FACTORES TÉCNICOS CONTRIBUYENTES

El apagón de 2003 en Italia se vio agravado por importantes fallos operativos en el control de la red, en particular por las dificultades del operador del sistema de transmisión italiano, GRTN, para mantener la sincronización con la red europea UCTE tras las averías iniciales en Suiza.

Tras la separación de UCTE, GRTN sufrió inestabilidad angular y colapso de tensión debido a una monitorización en tiempo real inadecuada y a fallos en las telecomunicaciones, lo que limitó la visibilidad del estado de la red en el centro y sur de Italia e impidió la aplicación de contramedidas eficaces para restablecer el equilibrio.

Los sistemas de protección de la red eléctrica italiana sufrieron ajustes inadecuados que amplificaron la perturbación, incluyendo umbrales de relé de baja frecuencia excesivamente conservadores, superiores al límite estándar de 47,5 Hz, lo que provocó la desconexión prematura de generadores con una capacidad total de 620 MW incluso antes de caídas de frecuencia críticas. Asimismo, las diferencias de ángulo de fase superiores a 30 grados en líneas clave, como la conexión de Lukmanier, causaron fallos en los intentos de reconexión y desconexiones innecesarias, aislando aún más el sistema debido a la falta de coordinación entre los operadores suizos e italianos, a pesar de los intentos de comunicación.

La elevada demanda estival, impulsada por una intensa ola de calor, sometió a la red a una presión extrema, alcanzando una carga total de aproximadamente 27 500 MW y una dependencia de las importaciones que llegó a un máximo de alrededor de 6700 MW para compensar la limitada generación hidroeléctrica nacional y el mayor uso del aire acondicionado. Esta vulnerabilidad a las interrupciones en las importaciones provocó un rápido déficit de potencia de 6646 MW tras la desconexión, lo que redujo la frecuencia a 47,5 Hz y desencadenó paradas en cascada de unidades en 21 centrales térmicas.

La infraestructura eléctrica de Italia, diseñada con la península continental interconectada a la UCTE, pero separada de Cerdeña mediante cables submarinos, limitó inherentemente el alcance geográfico del apagón al impedir su propagación total a Cerdeña, aunque creó desequilibrios aislados de hasta 6.674 MW dentro del área afectada.

6.4.6. MEDIDAS DE PROPUESTA INMEDIATA

Tras el apagón que se produjo a las 3:25 h de la madrugada del 28 de septiembre de 2003, afectando a casi toda la península italiana, el operador de la red, GRTN, activó inmediatamente su Plan de Restauración a las 3:28 h de la madrugada, iniciando los procedimientos de arranque en negro mediante 24 unidades hidroeléctricas y de turbinas de gas con capacidad de autoarranque en el norte de Italia.

Estas unidades constituyeron la base de 13 rutas de restauración en el norte, aprovechando la generación hidroeléctrica local para reenergizar progresivamente el sistema, mientras se coordinaba con la Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE) para aislar la red italiana y gestionar las interconexiones.

Los esfuerzos de resincronización comenzaron a las 3:46 h de la madrugada, con reconexiones clave como la línea Pallanzeno-Morel de 220 kV, lo que permitió importaciones de países vecinos para apoyar la estabilización y prevenir fallos en cascada.

El Departamento de Protección Civil de Italia activó su plan nacional de emergencia poco después del apagón, convocando un Comité Operativo para supervisar la coordinación y descartar el terrorismo como causa. A primera hora de la mañana, los protocolos de emergencia priorizaron la infraestructura crítica, desplegando generadores de respaldo en hospitales para mantener el suministro eléctrico a equipos médicos y sistemas de soporte vital, así como en centros de transporte clave para facilitar las operaciones.

Esta respuesta abordó las vulnerabilidades de los sistemas de respaldo, garantizando la continuidad de los servicios sanitarios en medio de la interrupción generalizada.

Las medidas de seguridad pública se centraron en gestionar a los pasajeros varados y difundir información a través de los canales disponibles. La policía colaboró en la evacuación segura de personas del metro detenido y de más de 110 trenes que transportaban a aproximadamente 30 000 personas en todo el país. Las emisoras de radio, que no se vieron afectadas por el apagón, proporcionaron alertas y actualizaciones continuas sobre la situación, lo que contribuyó a mantener informada a la población durante la madrugada.

No se produjeron saqueos generalizados ni disturbios importantes, en gran medida debido a que el apagón ocurrió cuando la mayoría de los residentes dormían y la actividad urbana era mínima. A las 6:30 h de la mañana, aproximadamente tres horas después del colapso, el norte de Italia ya había recuperado casi por completo el suministro eléctrico gracias a estos esfuerzos, dando prioridad a las cargas críticas como la sanidad y las zonas metropolitanas para minimizar los riesgos inmediatos.

6.4.7. PROCESO DE RECUPERACIÓN POR FASES

El proceso de recuperación gradual tras el apagón de Italia de 2003 comenzó inmediatamente después de la desconexión del sistema a las 03:25 h, y el plan de restauración se activó a las 03:28 h del 28 de septiembre de 2003, coordinado por GRTN, el operador del sistema de transmisión de Italia, en colaboración con la Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE).

La restauración se basó en unidades con capacidad de arranque en negro, importaciones de energía de países vecinos y la reactivación sistemática de la red para evitar una mayor inestabilidad, y el proceso se dividió en cuatro etapas que progresaron de norte a sur. Esta recuperación duró dos fases:

En la primera fase, durante las primeras horas de la mañana, los esfuerzos se centraron en el norte de Italia, donde ciudades importantes como Milán y Turín recuperaron el suministro eléctrico entre las 7:00 h y las 8:00 h de la mañana mediante la activación de 24 unidades hidroeléctricas y de turbinas de gas equipadas para arranques en negro, complementadas con importaciones que totalizaron hasta 3.800 MW a través de interconexiones con Francia, Suiza y Eslovenia.

Al mediodía, se restableció parcialmente el suministro eléctrico en las regiones centrales, incluyendo la energización inicial de líneas clave de 380 kV, como las que conectan con el área de Roma, aunque el progreso se vio limitado por la necesidad de estabilizar la tensión y la frecuencia.

La segunda fase, abarcó la tarde y la noche. En ella se logró extender la restauración por toda la península, logrando la recuperación total del continente a las 17:00 h y la reconexión de Sicilia a las 21:40 h, marcando el fin de la emergencia el 28 de septiembre. Esta fase implicó la sincronización de unidades térmicas adicionales ocho de las cuales cambiaron con éxito al modo de carga doméstica y el aumento de las importaciones a 6.545 MW, lo que permitió que el 99% de la carga nacional se restableciera en un total de 15 horas. Sin embargo, en el sur de Italia, los cortes de carga controlados y los apagones rotativos persistieron hasta el 30 de septiembre para gestionar las limitaciones de generación debido al agotamiento de los recursos hidroeléctricos y la indisponibilidad de las centrales térmicas, lo que afectó a aproximadamente el 5% de la población.

Entre los principales desafíos se encontraban las dificultades de sincronización con la red europea, donde las grandes diferencias de ángulo de fase, que llegaban hasta 42 grados en líneas como la de Lukmanier, provocaron fallos en la reconexión e inestabilidad de voltaje, retrasando la reconexión en las zonas central y sur. Para solucionar los problemas de carga aislada, o «islas», se desplegaron generadores de arranque en negro, incluidas unidades móviles para las zonas críticas donde las conexiones a la red eran inestables. En general, se restableció el suministro eléctrico en el 95 % de Italia en 12 horas, mientras que las zonas afectadas en Suiza, cerca de Ginebra, se recuperaron de forma independiente en aproximadamente 3 horas gracias a medidas locales.

6.4.8. IMPACTO

En el apagón, al producirse a las 3:25 h, las víctimas humanas fueron reducidas debido a que la gran mayoría dormía. Sin embargo, eso no impidió que se produjeran víctimas mortales, se registraron entre 3 y 4 muertes indirectas por accidentes de tráfico y caídas. Los trenes colapsaron, 110 trenes se detuvieron dejando a 30000 pasajeros varados además de cientos de personas atrapadas en metros y ascensores en Roma y Milán. La Notte Bianca romana quedó abruptamente interrumpida y produjo la eliminación del transporte en miles de calles. Las comunicaciones móviles fallaron provocando un aumento de la ansiedad, aunque la baja actividad nocturna evitó desórdenes sociales mayores.

Además, las pérdidas directas se estimaron en unos 640 millones de euros y los daños totales en donde se incluían los hogares ascendieron aproximadamente 1180 millones de euros y eso equivalió al 0,083 % del PIB italiano. El hecho de ser domingo por la noche redujo algo el impacto industrial, aunque el norte del país sufrió cancelaciones de turnos de producción y pérdida de materiales.

En la infraestructura de la red gracias a los mecanismos de protección no se produjeron daños físicos permanentes. Se desconectaron 62 unidades generadoras con una capacidad total de 10.924 MW. El suministro de agua se interrumpió en varias regiones al fallar las bombas eléctricas. La rápida recuperación fue posible precisamente porque la red no sufrió daños estructurales.

6.4.9. INVESTIGACIONES

La investigación oficial principal sobre el apagón de Italia de 2003 fue llevada a cabo por el Comité de Investigación Ad Hoc de la UCTE, formado poco después del incidente e integrado por los siguientes operadores de sistemas de transmisión (TSO):

- Italia (GRTN)
- Suiza (ETRANS y ATEL)
- Francia (RTE)
- Austria (APG)

- Eslovenia (ELES)
- Expertos adicionales de Bélgica, Alemania, Países Bajos y España

El informe final del comité, publicado el 27 de abril de 2004, analizó sistemáticamente los orígenes del apagón mediante el examen de registros de datos, simulaciones y registros operativos para reconstruir la secuencia de eventos e identificar fallas.

Las metodologías empleadas en la investigación incluyeron la reconstrucción detallada de eventos mediante datos de sistemas de control y adquisición de datos (SCADA), junto con registros de frecuencia de puntos de la red interconectados en toda la red UCTE.

Estas herramientas permitieron mapear con precisión la cronología de los hechos, destacando umbrales críticos como el mínimo de frecuencia de 47,5 Hz alcanzado durante el breve período de funcionamiento aislado de Italia, que activó la desconexión automática de carga y el apagado total del sistema después de aproximadamente 2,5 minutos para evitar una mayor inestabilidad.

Las principales conclusiones del informe identificaron como causa principal un árbol sin podar que entró en contacto con la línea de transmisión Lukmanier de 380 kV (entre Mettlen, Suiza, y Lavorgo, Italia), lo que provocó una descarga disruptiva y la desconexión de la línea a las 03:01 h (05:01 h) del 28 de septiembre de 2003. Entre los factores secundarios que contribuyeron se incluyó la demora en la respuesta de los operadores suizos, quienes no implementaron medidas correctivas con prontitud.

La investigación descartó de forma concluyente el sabotaje, los ciberataques o las inclemencias del tiempo como desencadenantes, haciendo hincapié en las deficiencias en el mantenimiento rutinario y las lagunas en los procedimientos.

Las críticas del informe se centraron en las profundas deficiencias de coordinación entre los operadores nacionales, en particular la falta de urgencia en tiempo real en las comunicaciones entre los centros de control suizos e italianos, lo que impidió la aplicación oportuna de contramedidas como la reducción de carga o la reasignación de líneas. Estas revelaciones impulsaron de inmediato revisiones de los procedimientos dentro de la UCTE, incluyendo actualizaciones de los manuales operativos para mejorar la sincronización transfronteriza y los protocolos de emergencia.

6.4.10. REFORMAS

En respuesta al apagón de 2003, Italia implementó importantes reformas estructurales en su sector eléctrico, que culminaron con la creación de Terna SpA como operador independiente del sistema de transmisión (TSO).

En 2005, Terna integró completamente las operaciones de su predecesor, el Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), asumiendo la responsabilidad de las actividades de transmisión y despacho, lo que reforzó su autonomía respecto de las entidades de generación y distribución para prevenir conflictos de intereses y mejorar la gestión de la red. Esta reforma formó parte de los esfuerzos de liberalización más amplios contemplados en la legislación italiana, que otorgaron a Terna la propiedad de la red nacional de transmisión y obligaron a realizar inversiones en la resiliencia de la infraestructura.

Entre las medidas clave se incluyeron protocolos obligatorios de gestión de la vegetación para mitigar los riesgos derivados del contacto con los árboles, tal como se recomendó tras el fallo de la línea iniciado por Suiza que desencadenó el incidente, e iniciativas de fortalecimiento de la red, como la construcción de nuevas líneas de transmisión de 380 kV para reforzar la capacidad y reducir la vulnerabilidad a las sobrecargas.

A nivel europeo, el apagón impulsó a la Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE), predecesora de ENTSO-E, a introducir protocolos de coordinación transfronteriza más estrictos.

Estos incluyeron el intercambio obligatorio de datos en tiempo real entre los operadores de sistemas de transmisión para mejorar la estimación del estado y la previsión de la congestión, así como el desarrollo del Manual de Operaciones de la UCTE para armonizar los criterios de seguridad N-1 y los procedimientos de emergencia en todos los sistemas interconectados.

Como complemento a estos esfuerzos, la Unión Europea adoptó la Directiva 2005/89/CE en enero de 2006, que exigía a los Estados miembros establecer medidas nacionales para salvaguardar la seguridad del suministro eléctrico, incluidos planes de inversión en infraestructura para mejorar la fiabilidad de la red y mitigar los riesgos de apagones generalizados. ENTSO-E, creada en 2009, institucionalizó aún más estos protocolos mediante códigos de red que enfatizan la estabilidad síncrona del área y los sistemas de monitorización de área amplia, como las unidades de medición fasorial (PMU).

El apagón de 2003 puso de relieve lecciones a largo plazo sobre cómo prevenir fallos en cascada mediante la modelización avanzada de redes interdependientes, donde las interrupciones en un sector se propagan a otros, como se ejemplifica en un estudio fundamental publicado en 2010 en la revista Nature que analizaba la dinámica del suceso.

En Italia, estos conocimientos contribuyeron a reducir la dependencia de las importaciones de electricidad de aproximadamente el 17 % en 2003 a través del crecimiento acelerado de las energías renovables nacionales, respaldado por políticas posteriores a los apagones que promueven la integración solar y eólica para mejorar la independencia energética y la estabilidad de la red. Sin embargo, no se ha producido ningún apagón nacional similar en Italia desde 2003, lo que refleja la eficacia de estas reformas, y el incidente influyó en los estándares de confiabilidad globales, incluidas las reglas obligatorias de gestión de la vegetación y confiabilidad de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) adoptadas en 2007.

6.4.11. REFLEXIÓN

El apagón italiano del 28 de septiembre de 2003 ocupa un lugar singular en la historia de los grandes apagones por varias razones que van más allá de su mera magnitud estadística.

Este fue el primer gran apagón del continente producido tras liberalización del mercado eléctrico y en él se manifiesta por primera vez de forma descarnada la tensión entre la lógica del mercado, que incentiva maximizar los flujos de energía transfronterizos para aprovechar las diferencias de precio y la lógica de la seguridad técnica, que exige mantener márgenes operativos suficientes en las líneas de transmisión para poder absorber contingencias sin que estas se transformen en cascadas.

El colapso de 2004 demostró algo que los ingenieros de la red sabían, pero nunca habían tenido una manifestación a escala continental, se demostró que un sistema que está altamente interconectado con flujos transfronterizos intensos puede colapsar ante un único fallo de un componente, en este caso un árbol muy cerca de un conductor sobrecargado, si no existen los mecanismos de coordinación, los protocolos de actuación y los márgenes de seguridad adecuados. El árbol del cantón de Ticino que desencadenó el apagón de 56 millones de personas se ha convertido en una metáfora recurrente de la fragilidad de las grandes infraestructuras interconectadas.

La lección más profunda del apagón es que la seguridad del suministro no puede garantizarse únicamente dentro de las fronteras de un país cuando el sistema está físicamente integrado a una red continental. La coordinación entre operadores, el intercambio de información en tiempo real, los protocolos de emergencia transfronterizos y la gobernanza regulatoria europea no son elementos accesorios del sistema eléctrico son condiciones necesarias para su funcionamiento seguro.

6.5. INDIA (30-31 DE JULIO DE 2012)

El apagón indio se dio en julio de 2012 y ocupa un lugar sin precedentes en la historia de los sistemas eléctricos, ya que afectó a más de 620 millones de personas siendo así el mayor apagón registrado por número de afectados puesto que superó al primer evento de la jornada anterior que ya había batido todos los registros históricos con 370 millones de personas sin suministro.

Este apagón a diferencia de los apagones analizados anteriormente, en donde su origen era técnico-accidental, el colapso se dio debido a raíces estructurales profundas:

- Una red eléctrica crónicamente desequilibrada.
- Una gobernanza fragmentada entre el gobierno central y los estados federados.
- Una cultura de sobreextracción sistemática de potencia que convirtió al sistema en una estructura al borde del colapso continuo.

En su análisis se ilustrará a escala extrema las consecuencias de operar una red eléctrica sin mecanismos de protección automática adecuados, sin coordinación efectiva entre operadores y sin suficiente capacidad de transmisión entre regiones.

6.5.1. CONTEXTO HISTÓRICO

El sistema eléctrico de la India a principios de la segunda década del siglo XXI era el resultado de décadas de desarrollo industrial acelerado sobre una infraestructura de generación y transmisión que no había crecido al mismo ritmo que la demanda.

En 2012, la India era el tercer mayor productor y consumidor de electricidad del mundo, estaba detrás de Estados Unidos y China. Sin embargo, su sistema eléctrico tenía deficiencias estructurales crónicas las cuales hacían imposible garantizar el suministro fiable para toda la población. Aproximadamente el 25% de los ciudadanos indios, en torno a 300 millones de personas, carecían de acceso a la red eléctrica y los que si tenían acceso sufrían cortes de suministro habituales de entre 2 y 10 horas diarias.

En términos de balance energético, la demanda superaba estructuralmente a la oferta, el déficit de pico era de media del 9 % y el déficit de energía del 8,7 % en los años anteriores al apagón.

La red eléctrica india estaba organizada en cinco regiones interconectadas: norte, sur, este, oeste y noreste. Las regiones norte, oeste, este y noreste operaba en sincronismo como la denominada red NEW (North-East-West), mientras que la región sur permanecía conectada a las demás únicamente mediante encales de corriente continua de alta tensión (HVDC), esto la hacía inmune a los colapsos de frecuencia que pudieran producirse en la red NEW. La gestión de la red estaba dividida jerárquicamente:

- El Centro Nacional de Despacho de Carga (NLDC) coordinaba la red a nivel nacional.
- Los Centros Regionales de Despacho (RLDC) gestionaban cada región interconectada.
- Los Centros Estatales de Despacho (SLDC) controlaban la distribución dentro de cada estado federado.

Esta estructura jerárquica era producto de una de las tensiones más profundas del sistema producido por los estados federados, gobernados por sus propios ejecutivos y con una fuerte presión política para garantizar el suministro a sus ciudadanos.

Estos disponían de autonomía real para decidir cuánta potencia extraían de la red nacional, y con frecuencia extraían más de lo que les correspondía según los programas de despacho acordados, un fenómeno conocido como sobreextracción o overdrawal.

Esta práctica generaba desviaciones crónicas de frecuencia en la red NEW provocando que el sistema operara en el rango de entre 48 Hz y 51,5 Hz, esto está muy por fuera de la banda de $\pm 0,5$ Hz que es lo que los estándares internacionales consideran aceptable.

Los relés de baja frecuencia instalados en las líneas de distribución de los estados, que debían desconectar cargas automáticamente cuando la frecuencia caía por debajo de los umbrales de seguridad, estaban en muchos casos desconectados, mal calibrados o simplemente no mantenidos, porque activarlos habría significado cortar el suministro a consumidores y eso era políticamente inaceptable.

Por otro lado, el desequilibrio de la red era una vulnerabilidad estructural de primer orden. La mayor parte de la generación termoeléctrica de carbón, la cual representaba dos tercios de la capacidad total instalada, se concentraba en la región Este, cercana a las minas de carbón de Jharkhand, Bengala Occidental y Odisha. La generación hidroeléctrica, que aportaba otro diez por ciento, se localizaba principalmente en las regiones Norte y Noreste. Sin embargo, los grandes centros de consumo como: Delhi, Uttar Pradesh, Rajastán, Maharashtra y Gujarat, estos se encontraban en las regiones Norte y Oeste. La disociación geográfica que había entre generación y consumo obligaba a transportar enormes cantidades de energía a través de corredores de transmisión de 400 kV que cruzaban miles de kilómetros y esto dejaba esos corredores crónicamente cargados y con escaso margen de maniobra ante cualquier contingencia.

En junio de 2012 la capacidad instalada en la región Norte había alcanzado los 56058 MW, sin embargo, la demanda real superaba sistemáticamente la generación disponible. Esta situación provocó que la región norte dependiera estructuralmente de las importaciones de potencia procedentes de las regiones este y oeste. Esta dependencia se vehiculaba a través de un conjunto reducido de líneas de interconexión de 400 kV entre las regiones oeste y norte, el corredor oeste-norte era el más crítico, cuya capacidad de transmisión estaba siendo utilizada habitualmente en el límite o por encima de él.

6.5.2. CONDICIONES PREVIAS

El mes de julio 2012 se caracterizó por condiciones meteorológicas que aumentaron la presión sobre el ya estresado sistema eléctrico del norte de India. El mayor impacto fue por las precipitaciones debido a que las cuencas hidrográficas del norte del país estaban por debajo de lo normal.

Derivando en dos debilidades del sistema eléctrico:

- 1) Se redujo la producción de las centrales hidroeléctricas del norte y noreste, que dependían del caudal de los ríos alimentados por las lluvias monzónicas.
- 2) Se obligó a los agricultores a bombear más agua del subsuelo mediante bombas eléctricas para el riego, lo que incrementó el consumo eléctrico en los estados agrícolas del norte precisamente en el momento en que la generación hidroeléctrica era menor.

La combinación de estos factores mantuvo la red NEW en situación de estrés operativo durante todo el mes de julio. Los días previos al colapso, el corredor de transmisión Oeste-Norte operaba bajo condiciones especialmente comprometidas. El 28 de julio de 2012, una de las dos líneas de 400 kV Bina-Gwalior-Agra que conectaban las regiones Oeste y Norte fue retirada de servicio para su actualización de 400 a 765 kV.

Al día siguiente, el 29 de julio, la segunda línea de ese corredor sufrió una avería y quedó también fuera de servicio por fallo de equipo. Esta combinación de mantenimiento programado y avería forzada dejó las regiones Oeste y Norte conectadas únicamente por la línea de 400 kV y Agra-Gwalior. Esta estaba diseñada para transferir aproximadamente 700 MW con eficiencia óptima, aunque era capaz de transportar más carga sin dañarse. En esa situación, la línea estaba soportando unos 1.450 MW, el doble de su capacidad de diseño óptima.

El propio domingo 29 de julio, a las 15:00 h, la línea Agra-Gwalior estuvo a punto de colapsar por sobrecarga, en lo que fue una señal de advertencia inequívoca de que el corredor Oeste-Norte estaba al límite de su capacidad.

En consecuencia, los Centros de Despacho de Carga regional (RLDC) de las regiones Norte y Oeste solicitaron formalmente a los estados del norte que redujeran su extracción de potencia de la red y a los generadores del oeste que redujeran su producción para aliviar la sobrecarga del corredor. Sin embargo, la reacción de los estados fue insuficiente, la presión política para mantener el suministro a los consumidores llevó a muchos operadores estatales a ignorar o minimizar las reducciones solicitadas. La noche del 29 al 30 de julio, la red entró en la madrugada con el corredor Oeste-Norte funcionando al límite y los relés UFR de numerosos estados en situación de no intervención.

6.5.3. DESENCADENANTE INICIAL

El 30 de julio de 2012, la red eléctrica regional del norte de la India sufrió una importante perturbación a partir de las 02:33 h. Esta fue provocada por la desconexión de varias líneas de transmisión de alta tensión debido a sobrecargas y la consiguiente inestabilidad. Horas antes, a las 00:10 h, la línea Badod-Modad de 220 kV se desconectó por sobrecarga, seguida de la línea Gwalior (PG)-Gwalior (MP)-2 de 220 kV a la 01:35 h, lo que refleja la tensión en los flujos de energía interregionales en medio de una alta demanda en el norte.

A las 02:33:11.907 h, la línea crítica de 400 kV Bina-Gwalior-1 se desconectó en la protección de distancia de zona 3 sin evidencia de una falla física. La desconexión fue atribuida a la invasión de carga y oscilaciones de potencia que sobrecargaron los débiles corredores interregionales, en particular el enlace sobrecargado de 400 kV Bina-Gwalior-Agra que sirve como interconexión de CA primaria. Este evento provocó la separación inmediata de la Región Norte de la Región Oeste, con la energía oscilando a través de rutas alternativas Oeste-Este-Norte, lo que llevó a la desconexión de los enlaces Este- Norte y al aislamiento total de la Red Norte.

Entre las causas fundamentales se encontraban vulnerabilidades sistémicas, como una red de transmisión debilitada por interrupciones y paradas de mantenimiento anteriores, combinadas con un sobreconsumo excesivo en la Región Norte a través de mecanismos de intercambio no programados, lo que distorsionó el despacho de energía e ignoró las instrucciones del centro de despacho de carga para tomar medidas correctivas.

La alta demanda, que alcanzó un pico de aproximadamente 38.000 MW y fue impulsada por fallas en los monzones que aumentaron las cargas agrícolas y de refrigeración, sobrepasó la capacidad de la red, mientras que las deficiencias en la protección automática, específicamente la activación inadecuada de relés de baja frecuencia (UFR) y relés de tasa de cambio de frecuencia (df/dt), impidieron el corte de carga oportuno para detener la caída de frecuencia por debajo de 49 Hz.

En las investigaciones oficiales no se encontraron pruebas de sabotaje ni de intrusión cibernética. El apagón afectó a toda la región norte, impactando a ocho estados (Delhi, Haryana, Himachal Pradesh, Jammu y Cachemira, Punjab, Rajasthan, Uttar Pradesh, Uttarakhand) y al territorio de la unión de Chandigarh, con una demanda previa a la perturbación de alrededor de 36.000 a 38.000 MW que se desplomó debido a las interrupciones por baja frecuencia.

En cuanto a la restauración, se priorizó la infraestructura crítica como los suministros de emergencia a ferrocarriles, metros y aeropuertos se restablecieron aproximadamente a las 08:00 h, seguidos de una recuperación de carga del 40% (alrededor de 15.000 MW) a las 10:00 h a través de procedimientos de arranque en negro, sincronización de unidades y reenergización gradual de líneas. Materializando así la normalización total de la red se produjo a las 16:00 h, aunque algunas unidades generadoras como la central termoeléctrica de Badarpur sobrevivieron parcialmente al evento.

6.5.4. INTENSIFICACIÓN DE LA SITUACIÓN Y APAGÓN TOTAL EL 31 DE JULIO DE 2012

El 31 de julio de 2012, tras la restauración parcial de la red después de la perturbación del 30 de julio, las sobrecargas crecientes y las fallas de transmisión provocaron un colapso más extenso en las redes de la Región Norte (NR), la Región Este (ER) y la Región Noreste (NER). La demanda de electricidad se mantuvo alta en aproximadamente 100.500 MW a nivel nacional, con la NUEVA Red (NR, ER, NER combinadas) operando cerca de 73.000 MW en medio de cargas impulsadas por el monzón debido al bombeo de riego y transferencias interregionales insuficientes.

Las fallas previas incluyeron la desconexión de la línea Zerda-Bhinmal de 400 kV a las 07:59 h debido a una falla de fase B a tierra y la línea Zerda-Kankroli de 400 kV a las 06:59 h, debilitando la conectividad en Rajastán.

La escalada crítica comenzó alrededor de las 12:56 IST con el disparo por sobrecarga de la línea Badod-Modak de 220 kV, seguido a las 12:58 IST por la línea Badod-Kota de 220 kV, ambas en Madhya Pradesh, lo que exacerbó la inestabilidad de voltaje y los flujos de energía.

A las 13:00:13 h, la línea Bina-Gwalior-1 de 400 kV se disparó en el extremo de Bina en la protección de distancia de Zona-3 debido a la invasión de carga, con la línea paralela Bina-Gwalior-2 ya fuera de servicio; ello provocó el disparo inmediato basado en sobrecorriente de las líneas asociadas de 220 kV y 132 kV, aislando la subregión de Gwalior dentro de NR.

El efecto cascado se intensificó en la ER a medida que las fluctuaciones de potencia y las sobrecargas provocaron cortes de línea rápidos: a las 13:00:17:948 IST, el interruptor de circuito de 400 kV Ranchi -Maithon Right Bank se disparó en Ranchi; en cuestión de segundos, varias líneas de 400 kV, incluidas Rourkela-Sterlite-2, Raigarh-Rourkela-3, Ranchi -Rourkela-1 y Talcher-Rourkela-1/2, siguieron el mismo camino, con voltajes que cayeron críticamente a 23-122 kV en las subestaciones afectadas. Estos eventos, bajo una carga alta (por ejemplo, 1241 MVA en Ranchi -Maithon), cortaron los enlaces ER/NER/NR con la Región Occidental a las 13:00:20:017 IST, lo que provocó una caída de la frecuencia del sistema a 48,12 Hz a pesar de las activaciones parciales del relé de baja frecuencia (UFR) que eliminaron una carga insuficiente.

A las 13:01:29 h, la caída persistente de la frecuencia por debajo de 47,5 Hz activó operaciones de protección generalizadas, lo que provocó un apagón total de NR, ER y NER, desconectando aproximadamente 48.000 MW de generación y carga en 21 estados y un territorio de la unión. La restauración comenzó rápidamente mediante arranques consecutivos e importaciones de las redes occidentales y meridionales, logrando la recuperación total a las 21:30 h, aunque los retrasos en el encendido de las calderas y la sincronización en centrales térmicas como Anpara y Paricha extendieron los cortes locales a 6-8 horas en algunas áreas. Entre los factores que contribuyeron se incluyeron los sobreconsumos persistentes de las empresas de servicios públicos estatales, los esquemas de protección especial deficientes y el fallo de los mecanismos de defensa para contener la cascada a pesar de las lecciones aprendidas el día anterior.

6.5.5. FALLOS EN CASCADA Y DEFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los fallos en cascada durante los apagones de la India de 2012 se originaron por sobrecargas en líneas de transmisión interregionales críticas, exacerbadas por extracciones de energía excesivas no programadas de los estados del norte, lo que provocó desconexiones secuenciales de las líneas y la separación del sistema.

El 30 de julio de 2012, a las 02:33:11 h, la línea Bina-Gwalior-1 de 400 kV se desconectó debido al funcionamiento de su relé de protección de distancia en condiciones de sobrecarga, aislando la Región Norte (NR) de la Región Oeste (WR) e iniciando una cadena de eventos que desconectó aproximadamente 38 000 MW de demanda.

Los disparos subsiguientes, como las líneas de 400 kV Muzaffarpur-Gorakhpur D/C y Patna-Balia entre las 02:33:11 h y las 02:33:15 h, fueron provocados por oscilaciones de potencia y protecciones de Zona-1/Zona-3, lo que resultó en inestabilidad angular y apagón total de NR a medida que la frecuencia disminuía sin una estabilización efectiva.

Un patrón similar se desarrolló el 31 de julio de 2012, y el proceso se aceleró hasta afectar a múltiples redes. A las 12:56:55 h, la línea Badod-Modak de 220 kV se desconectó por sobrecarga, seguida de la línea Bina-Gwalior-1 de 400 kV a las 13:00:13 h a través de la protección de Zona 3 en medio de una carga pesada (1254 MVA), lo que propagó

fluctuaciones de potencia y sobrecargas en NR, la Región Oriental (ER) y la Región Nororiental (NER).

Entre las 13:00:17:948 h y las 13:00:20:017 h, varias líneas de 400 kV, incluidas Ranchi-Maithon, Rourkela-Sterlite-2 y Ranchi-Sipat-2, se dispararon por protecciones que respondían a intrusiones y oscilaciones de carga, lo que provocó la separación del sistema y una caída de frecuencia a 48,12 Hz a las 13:01:29 h, lo que finalmente dejó sin energía a 48.000 MW en 21 estados.

Los débiles corredores interregionales, que funcionan como circuitos de CA únicos bajo altas sobreconducciones de NR (por ejemplo, 1270 MW de exceso de Haryana, amplificaron estas sobrecargas, con flujos no programados de WR a NR a través de rutas ER que excedieron los márgenes de confiabilidad.

Las deficiencias en el sistema de protección desempeñaron un papel fundamental en la incapacidad para contener estas cascadas, principalmente debido al mal funcionamiento de los relés de distancia y a respuestas inadecuadas a bajas frecuencias. Los relés de distancia de la Zona 3 en líneas como Bina-Gwalior-1 funcionaron incorrectamente ante sobretensiones en lugar de fallas reales, puesto que carecían de ajustes para distinguir entre cargas pesadas estables e inestabilidad, lo que provocó disparos innecesarios e impidió el aislamiento localizado.

Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia (UFLS), con una capacidad de solo 4000 MW a través de la desconexión automática de carga por baja frecuencia (AUFLS) y 6000 MW a través de relés de tasa de cambio de frecuencia (df/dt) en NR, no proporcionaron un alivio oportuno, puesto que las respuestas del gobernador de los generadores fueron insuficientes y las reservas reactivas dinámicas se agotaron, lo que permitió el colapso de la frecuencia después de la separación.

Los mecanismos de aislamiento demostraron ser en gran medida ineficaces, y solo sobrevivieron focos aislados (por ejemplo, la central nuclear de Narora), debido a relés de detección de frecuencias poco fiables y una coordinación deficiente, lo que subraya las deficiencias más amplias en las auditorías de protección, la monitorización de sincrofasores y los sistemas de protección especiales.

Estos problemas se derivaron de una coordinación inconsistente de los relés en condiciones de estrés y de una implementación tardía del monitoreo en tiempo real, lo que permitió que las perturbaciones se intensificaran sin control.

6.5.6. CAUSAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS

La región norte de la red eléctrica de la India sufrió condiciones de sobrecarga crónica a finales de julio de 2012, debido a la excesiva extracción de energía por parte de estados como Uttar Pradesh, Haryana y Punjab, que excedieron las asignaciones programadas en medio de una alta demanda estival y limitaron la generación hidroeléctrica debido a un monzón débil.

Este exceso de demanda obligó a la NR a importar una cantidad sustancial de energía, aproximadamente 5767 MW el 30 de julio, incluidos 1967 MW de la Región Occidental (WR) y 3095 MW de la Región Oriental (ER), lo que puso una presión severa en los corredores de transmisión interregionales de 400 kV como Bina-Gwalior, que operaban cerca o más allá de los límites de impedancia de sobretensión.

La frecuencia de la red, un indicador clave del equilibrio entre la oferta y la demanda, ya había disminuido a 49,68 Hz a las 02:30 horas del 30 de julio, lo que refleja una subfrecuencia sistémica debido a extracciones excesivas no controladas (por ejemplo, Uttar Pradesh con +861 MW por encima del cronograma) sin una activación adecuada de los relés de subfrecuencia (UFR) de los generadores.

Estos desequilibrios pusieron de manifiesto fallos operativos en la aplicación de la disciplina de la red, debido a que los centros regionales de despacho de carga no lograron reducir los consumos excesivos a pesar de las capacidades de monitoreo en tiempo real. La falla inicial, ocurrida el 30 de julio a las 02:33:11 horas, se debió a la desconexión por sobrecarga de la línea de doble circuito Bina-Gwalior-1 de 400 kV, provocada por la invasión de carga, un fenómeno en el que los flujos de corriente elevados causaron el pandeo de la línea y una descarga disruptiva debido a la proximidad al suelo o a la vegetación sometida a estrés térmico. Este evento fue precedido por una sobrecarga anterior en la línea Badod-Modak de 220 kV a las 00:10 horas, que transportó 300 MW por encima de la capacidad, lo que agravó la vulnerabilidad de los enlaces NR-WR ya debilitados por interrupciones anteriores.

El disparo aisló secciones sometidas a estrés, iniciando una cadena de relés de protección que se activaron a través de múltiples interconectores ER-NR, por ejemplo, líneas Muzaffarpur-Gorakhpur entre las 02:33:15 h y las 02:33:16 h, ya que las sobretensiones superaron los ajustes de los relés sin suficiente soporte reactivo dinámico para estabilizar los voltajes.

Las condiciones empeoraron el 31 de julio, con una intensificación de las sobreconducciones de NR (Haryana con +1.270 MW y Rajasthan con +762 MW a las 12:57 h), mientras que las importaciones se situaron en 4.454 MW (1.978 MW de WR, 2.044 MW de ER), lo que provocó que líneas clave como Bina-Gwalior alcanzaran flujos de 923 MW en medio de bajos voltajes. La frecuencia se erosionó aún más a 49,84 Hz, lo que indica un desequilibrio persistente, puesto que los generadores en WR y ER tuvieron un rendimiento inferior en la respuesta primaria, al no reducir la salida rápidamente.

La falla desencadenante ocurrió a las 13:00:13 horas con el segundo disparo de la línea Bina-Gwalior-1 de 400 kV por invasión de carga, luego de una sobrecarga en la Badod-Modak de 220 kV a las 12:56:55 horas; esto se propagó en cascada a los enlaces ER-NR como Jamshedpur-Rourkela-1, donde las sobrecargas superaron los 490 MW en caminos paralelos, exponiendo deficiencias en la planificación de contingencia N-1 y la coordinación de protección. Las investigaciones atribuyeron estas fallas iniciales a una combinación de refuerzo de transmisión inadecuado y aplicación laxa de las normas operativas, en lugar de fallas del equipo en sí.

6.5.7. RESTAURACIÓN DEL SISTEMA

La restauración del suministro tras el primer apagón que se produjo el 30 de julio fue relativamente ágil, esto se debió a que el colapso había quedado contenido en la región norte y la infraestructura de generación no había sufrido daños físicos. Asimismo, a las 8:00 h, los servicios de emergencia ya disponían de suministro. Hacia las 10:00 h se había restaurado el 40 % de las cargas, y para las 16:00 h la mayor parte de la región Norte tenía suministro. La restauración completa de la región Norte se completó hacia las 19:00 h, unas 16 horas después del inicio del primer colapso.

Tras el segundo colapso del 31 de julio, la restauración resultó más compleja y prolongada que la primera vez. Esto se debió a que el evento había afectado simultáneamente a tres regiones, Norte, Este y Noreste, y la red estaba ya debilitada por el colapso del día anterior. El segundo proceso de restauración también fue secuencial y evidentemente comenzó por las unidades de generación que pueden arrancar en negro como las hidroeléctricas y algunas turbinas de gas.

Las centrales termoeléctricas de vapor, que representaban la mayor parte de la capacidad instalada, requirieron entre 6 y 8 horas para enfriarse, estabilizarse y volver a arrancar, lo que retrasó significativamente la recuperación de la capacidad de generación total.

En el norte, los servicios de emergencia tuvieron suministro antes de las 8:00 h del 1 de agosto. La restauración total del conjunto de las tres regiones afectadas se completó entre el 31 de julio y el 1 de agosto de 2012, con algunas zonas de la periferia noreste tardando más de 20 horas en recuperar el servicio.

El proceso tuvo fallos por los sistemas de telecomunicación entre estaciones que complicaron la gestión en tiempo real durante el colapso y por la necesidad de coordinar la reconexión de cientos de puntos de la red de forma simultánea en tres regiones distintas.

6.5.8. IMPACTOS

El primer impacto de este incidente, al igual que todos los apagones, es en la vida cotidiana. Los dos apagones paralizaron más de 200 trenes, dejaron a cientos de miles de pasajeros varados y los semáforos fallaron en las grandes ciudades. Además, los hospitales mantuvieron solamente sus funciones críticas gracias a generadores diésel de emergencia, aunque algunos tuvieron problemas de equipamiento.

En las zonas rurales las bombas de riego quedaron inoperativas en plena temporada de siembra. Unos 620 millones de personas perdieron el acceso a la iluminación, ventilación y refrigeración en condiciones de alta humedad, provocando que varios mineros quedaran atrapados bajo tierra debido al fallo de los ascensores.

Por otro lado, también se produjeron variaciones regionales. El 30 de julio colapsó únicamente la red Norte con unos 38000 MW de carga afectada, mientras que el 31 de julio se sumaron las redes Este y Noreste lo que elevó la carga a 48000 MW. Sin embargo, hay 14 millones de

personas que no sufrieron el apagón gracias al aislamiento exitoso gestionado por la CESC. Las instalaciones industriales de Bokaro Steel y TISCO, con generación propia, también permanecieron operativas. Las regiones Oeste y Sur no se vieron afectadas en ninguno de los dos días.

Este incidente al igual que todos tuvo consecuencias económicas. La Confederación de la Industria estimó las pérdidas directas del apagón del 30 de julio en unos 107,5 millones de dólares, derivadas principalmente de paradas de producción entre 15 y 20 horas en sectores como la siderurgia y el cemento. En el sector ferroviario las pérdidas se estimaron en unos 450 millones de rupias.

Más allá de las pérdidas inmediatas, los análisis empíricos señalan que la escasez crónica de electricidad reduce los ingresos de las plantas entre un 5% y un 10%, mientras que la productividad total de los factores esta entre un 1,5% y un 2,2%, penalizando especialmente a las pequeñas empresas sin generadores propios.

Los apagones coincidieron con una desaceleración del PIB al 5% en el ejercicio del 2012-2013, mínimo una década, agravando la percepción del riesgo sistemático.

Además, la escasez crónica de electricidad redujo los ingresos de las plantas industriales entre un 5 y un 10% y el excedente del productor un 9,5%. Las pérdidas de productividad total de los factores (PTF) son de entre el 1,5% y el 2,2% de media, pero las empresas pequeñas sin generador propia llegan a perder hasta el 2,6% de PTF, frente a las grandes que mitigan el impacto almacenando materias primas y reprogramando turnos.

A largo plazo, esta situación distorsiona la asignación de capital y las empresas desvían recursos hacia generadores diésel elevando así sus costes de insumos entre un 0,13% y un 0,5% en lugar de invertirlos en tecnología o expansión productiva, lo que penaliza especialmente a las pymes y frena la competitividad general. En la agricultura, las paradas de las bombas de riego durante la temporada de siembra monzónica comprometieron los rendimientos de los cultivos, aunque sin datos cuantitativos definitivos.

Todo ello coincidió con una desaceleración del PIB al 5% en el ejercicio 2012-2013, el nivel más bajo en una década, lo que reforzó la percepción de riesgo sistémico entre los inversores extranjeros y evidenció que las vulnerabilidades estructurales de la red actúan como freno al potencial de crecimiento del país.

6.5.9. MEDIDAS DE EMERGENCIA

Tras el primer colapso el NLDC y PGGIL iniciaron de inmediato la restauración aislando las secciones dañadas y arrancando en negro las centrales hidroeléctricas que no necesitan energía externa. A las 11:00 h ya se había recuperado aproximadamente el 60% del suministro de la red Norte, priorizando centros urbanos y subestaciones ferroviarias.

El segundo colapso del 31 de julio, que se extendió por el Este y Noreste, exigió una respuesta más amplia, cortes manuales de carga en zonas estables para liberar capacidad, despliegue de generadores móviles en hospitales y estaciones de bombeo, y supervisión constante ordenada por el ministro de Energía. Asimismo, las autoridades ferroviarias sustituyeron las locomotoras eléctricas por diésel para desbloquear a los trenes varados. A finales del 31 de julio, Delhi y el Noreste habían recuperado el suministro completo, mientras que la red Norte estaba al 86 % y la Este al 79 %.

La restauración se completó el 1 de agosto con más de 100 equipos de sala de control coordinando la sincronización de unos 32 GW de generación pérdida mediante la formación de islas y acumulación progresiva de la carga. Las investigaciones posteriores señalaron como limitación principal el escaso número de unidades con capacidad de arranque en negro y esto conllevó un prolongamiento en la recuperación del suministro en las zonas remotas. No se declaró emergencia federal formal; los gobiernos estatales activaron sus propios protocolos de contingencia de tráfico y seguridad pública.

6.5.10. INVESTIGACIONES

Tras las perturbaciones en la red eléctrica ocurridas los días 30 y 31 de julio de 2012, el Ministerio de Energía del Gobierno de la India constituyó un Comité de Investigación el 30 de julio de 2012, con modificaciones el 3 de agosto de 2012, para investigar los hechos y recomendar medidas preventivas.

El comité estuvo presidido por Shri AS Bakshi, presidente de la Autoridad Central de Electricidad (CEA), con miembros que incluían a Shri A. Velayutham, Miembro (jubilado) de la Comisión Reguladora de Electricidad de Maharashtra; el Dr. SC Srivastava del IIT Kanpur; y Shri KK Agrawal, Miembro (Generación, Operación y Distribución) de la CEA, quien se desempeñó como secretario Miembro.

Recibió asistencia de ejecutivos de Power Grid Corporation of India (POWERGRID), Power System Operation Corporation (POSOCO) y otros, incluyendo análisis de unidades de medición fasorial (PMU) para la reconstrucción de eventos.

El informe del comité, presentado el 16 de agosto de 2012, detallaba la secuencia de los acontecimientos y atribuía el apagón del 30 de julio en la Región Norte que se produjo a las 02:33 h y afectó a aproximadamente 38.000 MW de carga en ocho estados y un territorio de la unión a sobrecargas en líneas críticas de 400 kV como Bina-Gwalior- Agra, agravadas por apagones anteriores que debilitaron los enlaces interregionales. Para el evento del 31 de julio a las 13:00 horas, que se propagó a las redes del norte, este y noreste, afectando a 48.000 MW en 21 estados y un territorio de la unión, el informe destacó vulnerabilidades similares, incluyendo altas cargas en las líneas, respuestas tardías de los centros de despacho de carga estatales (SLDC) y fallas en los relés de baja frecuencia y las protecciones df/dt .

Hizo hincapié en problemas sistémicos como la indisciplina de la red a través de extracciones no programadas y la subutilización de las reservas disponibles. Las recomendaciones del informe incluían auditorías obligatorias por parte de terceros de los sistemas de protección en el plazo de un año, la aplicación de la respuesta de frecuencia primaria de los generadores, el ajuste de la banda de frecuencia operativa a 49,8-50,2 Hz inicial y posteriormente a 50 Hz $\pm 0,05$ Hz, y el desarrollo de mercados de servicios auxiliares para una mejor gestión de la potencia reactiva. También instó a mejorar la coordinación en la planificación de interrupciones, mejorar la monitorización de áreas extensas a través de PMU y estandarizar los procedimientos de arranque en negro para una restauración más rápida.

Por otra parte, la Comisión Reguladora Central de Electricidad (CERC) inició un procedimiento de oficio el 1 de agosto de 2012 y emitió un informe el 8 de agosto de 2012, basándose en datos del Comité de Investigación del Ministerio y en análisis independientes realizados por POSOCO y POWERGRID. Este informe corroboró la sobrecarga en los corredores de transmisión clave y las fallas en la desconexión automática de carga de baja frecuencia (UFLS), al tiempo que destacó los márgenes agotados del sistema debido a los déficits de generación relacionados con el monzón y las instrucciones no atendidas del RLDC (centro regional de despacho de carga) contra las sobreconducciones.

Las órdenes posteriores de CERC, incluidas las fechadas el 16 de noviembre de 2012, impusieron sanciones a las empresas de servicios públicos infractoras por violaciones de los códigos de red, como la sobreextracción de 1.270 MW de Haryana, para hacer cumplir la rendición de cuentas.

6.5.11. REFORMAS IMPLEMENTADAS Y PROBLEMAS PERSISTENTES

El apagón aceleró la unificación de las cinco redes regionales en una única red síncrona nacional, completada en 2014 bajo el lema ‘Una nación, una red, una frecuencia’. En esta situación se desplegaron sincrofasores integrados en un Sistema de Gestión de energía (EMS) con monitorización a intervalos de 40 milisegundos. Se reforzó la infraestructura con nuevas líneas HVDC y dispositivos FACTS. El CERC endureció las sanciones por desviaciones consolidando así que la red soportara un pico de 250 GW en mayo de 2024 sin colapsos panregionales.

Sin embargo, todavía había problemas en la red. Las pérdidas comerciales del sector de distribución siguen siendo del 15,37% en 2023, con déficits de ingresos anuales superiores a 50000 millones de rupias para las distribuidoras estatales. La brecha entre coste de suministro e ingresos reales sigue en 0,45 rupias/kWh, perturbando la subinversión en mantenimiento

En cuanto a la integración de energía renovables ya había un 44,5 % de la capacidad instalada, esta genera nuevas vulnerabilidades de frecuencia por déficit de almacenamiento y previsión. Además, la interferencia política estatal sigue obstaculizando el despacho eficiente y el acceso abierto a la red, con esto se repiten los fallos de coordinación de 2021. Las mejoras técnicas implementadas desde 2012 han resultado insuficientes para compensar las carencias estructurales de gobernanza y coordinación institucional que siguen lastrando el sistema eléctrico indio.

6.5.12. REFLEXIÓN

El apagón indio de julio de 2012, por su dimensión estadística, es el mayor de la historia y revela la vulnerabilidad de los grandes sistemas eléctricos. Este como ya se ha mencionado es diferente a los demás apagones europeos que fueron por un evento técnico-occidental, en la India este fue el resultado previsible y casi inevitable de una mala operación. Dado que era una red que operaba fuera de límites asimismo los mecanismos de protección estaban desactivados por presión política y sin capacidad de transmisión suficiente para los flujos de mercado demandada.

Esta diferencia es de vital importancia puesto que las vulnerabilidades no solo eran conocidas, sino que habían sido documentadas, advertidas e ignoradas. La NRLDC presentó formalmente el 26 de julio de 2012, una petición a la CERC requiriendo que se ordenara a los estados del norte las sobreextracciones de la red de forma inmediata. La petición no tuvo efecto a tiempo. Los Centros de Despacho Estatales, según informes posteriores, eran plenamente conscientes del peligro. El colapso de 2012 no fue una sorpresa técnica; fue el resultado de una decisión colectiva de no actuar.

La lección política del apagón, la tensión entre los incentivos políticos a corto plazo para garantizar el suministro y las exigencias técnicas de la seguridad del sistema a largo plazo es también una lección universalmente válida.

El operador de red desactiva un relé UFR porque conectarlo implica cortar la luz a sus ciudadanos y el gestor de un sistema eléctrico que tolera una baja penetración de inercia síncrona porque las renovables son más baratas por lo que están tomando el mismo tipo de decisión, asumir un riesgo de seguridad del sistema por razones que no son de naturaleza técnica.

6.6. SEPARACIÓN DE LA RED EUROPEA (8 DE ENERO DE 2021)

Este evento ocurrió el 8 de enero de 2021 a las 14:05 h. El área síncrona de Europa continental experimentó uno de los eventos que, si bien o fue un apagón, fue de los más graves de su historia reciente. La red eléctrica europea se partió en dos mitades, estas operaron durante más de una hora a frecuencias distintas.

Se produjo por las desconexiones, en un intervalo de tiempo muy corto, de varios elementos pertenecientes a la red de transmisión. Estas desconexiones provocaron la división del sistema sin síncrono en dos áreas separadas, con una zona del sureste de Europa operando temporalmente de forma aislada del resto del continente.

La principal diferencia de este evento de los anteriores es que no provocó un corte masivo del suministro de la población. No obstante, tiene relevancia en el 28A debido a que este evento fue el aviso más claro e inequívoco de que la red eléctrica europea podía fragmentarse en cuestión de segundos a partir de un fallo localizado, y que España, al estar en el extremo del sistema, era especialmente vulnerable.

6.6.1. CONTEXTO HISTÓRICO

La red continental europea fue desarrollada en 1951, esto fue cuando varios países de Europa occidental fundaron la UCPTE (Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity), este organismo comenzó la coordinación de la operación conjuntos de las redes eléctricas nacionales. Gracias a esto la red fue ampliándose en las décadas siguientes progresivamente hacia el este y sur del continente.

En 1999, la organización pasó a llamarse UCT (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) pero en el 2009 esta organización fue absorbida por ENTSO-E, el organismo que actualmente agrupa los gestores de la red de transmisión en toda Europa.

Las redes de transmisión energética de los países de Europa están eléctricamente vinculadas entre sí, todas operan de forma síncrona a una frecuencia de 50 Hz. Este sincronismo es la base del funcionamiento del sistema haciendo que todos los generadores de todos los países

conectados giran al unísono, y ante cualquier desequilibrio entre generación y demanda en un punto se comparte instantáneamente con toda la red.

Las interconexiones que garantizan la estabilidad también pueden convertir un fallo local en un problema continental. Un evento de separación ya se produjo el 4 de noviembre de 2006, cuando un error en la gestión de una línea alemana desencadenó la división de la red sincrónica en tres islas eléctricas independientes, afectando a millones de clientes en Europa occidental. Este incidente se analizó por la UCT y dio lugar a desarrollos sustanciales como el Sistema Europeo de Conciencia Situacional (EAS), plataforma que permite a los operadores de la red intercambiar información operativa en tiempo real para así reaccionar de inmediato ante condiciones inusuales del sistema.

La subestación de Ernestinovo, en Croacia, es un nodo crítico de la red europea del sureste. Conecta directamente con subestaciones en Hungría, Bosnia-Herzegovina y Serbia, y concentra los flujos de energía que circulan desde los Balcanes hacia Europa central y occidental. Su posición geográfica la convierte en un punto de paso obligado para los intercambios de energía entre el sureste y el noroeste del continente.

6.6.2. CONDICIONES PREVIAS

Esa tarde el patrón de flujos de carga especial. Por un lado, el clima cálido de la Península Balcánica, sumado a las festividades de la Navidad Ortodoxa del 6 y 7 de enero habían reducido la demanda en algunos de esos países por debajo de lo habitual. Por otro lado, en Europa central, los países experimentaban temperaturas frías y cargas elevadas. Fue una combinación que creó un patrón inusual de flujos de energía de sureste a noreste, se producían transferencias programadas de 2.784 MW desde el sureste de Europa hacia Europa centro-occidental en el intervalo 14:00-15:00 h.

Los flujos adicionales incrementaron la circulación de energía dentro del sistema de transmisión, este incremento se produjo esencialmente en las proximidades de la subestación Ernestinovo.

Era una situación de alta carga en un nodo crítico, sin que existiera ninguna señal de alarma previa que alertara a los operadores de lo que estaba a punto de ocurrir.

6.6.3. SECUENCIAS DE EVENTOS

El evento inicial que inició este incidente fue la desconexión y una barra colectora (unión eléctrica en una subestación que conecta líneas aéreas, cables y transformadores) de 400 kV en la subestación de Ernestinovo (Croacia). Esta se desconectó por protección contra subcorriente a las 14:04:25 h.

La desconexión provocó otra desconexión, desconectó dos barras de la misma subestación donde se provocó la desconexión inicial. Esto llevó a la separación de los flujos de energía eléctrica del noroeste y del sureste en dicha subestación. Las líneas con dirección noroeste, que permanecieron conectadas a una barra colectora, conectan Ernestinovo con Zerjavinec (Croacia) y Pecs (Hungría), mientras que las líneas con dirección sureste, que permanecieron conectadas a otra barra colectora, conectan Ernestinovo con Ugljevik (Bosnia y Herzegovina) y Sremska Mitrovica (Serbia).

La separación de los flujos en la subestación de Ernestinovo provocó el desvío de los flujos de energía eléctrica hacia las líneas vecinas, que posteriormente se sobrecargaron.

Más adelante se produjo otra desconexión, a las 14:04:48,9 h, en la línea Subotica- Novi Sad (Serbia) debido a protección frente una sobrecorriente. Posteriormente, se produjeron más desconexiones en las líneas de Bosnia, Serbia y Hungría. Además, a las 14:04:57 h, se desconectó un generador turco de 975 MW.

Esta cadena de procesos acabó provocando la separación del sistema en dos partes a las 14:05:08.

La separación generó un déficit de potencia aproximadamente de 6,3 GW en el área noroeste y un excedente equivalente de 6,3 GW en el área sureste. Lo que conlleva un aumento de frecuencia en el área sureste y una disminución de frecuencia en el área noreste.

La frecuencia en la zona noroeste de Europa continental disminuyó inicialmente hasta un valor de 49,74 Hz en un lapso de unos 15 segundos. Posteriormente, la frecuencia alcanzó un valor estable de aproximadamente 49,84 Hz. Al mismo tiempo, la frecuencia en la zona sureste aumentó inicialmente hasta un valor de 50,6 Hz antes de estabilizarse en un valor entre 50,2 Hz y 50,3 Hz. Esto también se puede observar en el gráfico a continuación.

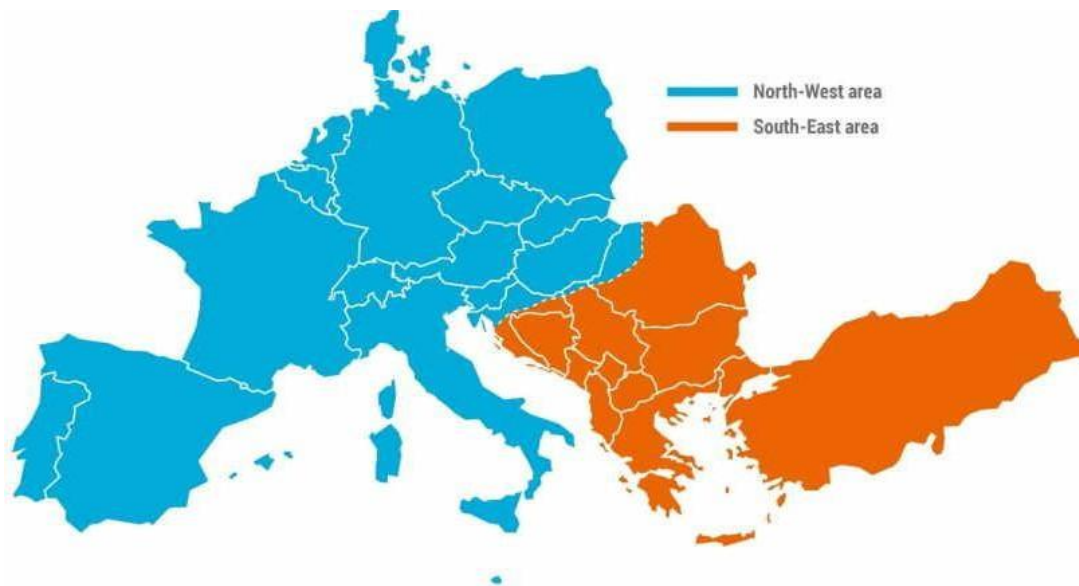


Figura 59. *Mapa de separación.* Fuente: El Diario. El día en que un fallo en una subestación de Croacia partió en dos la red eléctrica europea

Entre las 14:30 h y las 15:06 h, la frecuencia en la zona sureste fluctuó entre 49,9 Hz y 50,2 Hz debido al tamaño relativamente pequeño de dicha zona, donde además se desconectaron varias unidades de producción. La frecuencia en la zona noroeste, en el mismo periodo fluctuó mucho menos y se mantuvo cercana al valor nominal, debido a su mayor tamaño.

Todo el proceso, desde el disparo inicial del acoplador de barras hasta la separación completa de la red europea en dos mitades, ocurrió en 43 segundos.

Debido a la baja frecuencia en la zona noroeste, los servicios interrumpibles contratados en Francia e Italia, con una capacidad total de aproximadamente 1,7 GW, se desconectaron para reducir la desviación de frecuencia. Estos servicios corresponden a grandes clientes, contratados por los respectivos Operadores del Sistema de Transmisión (TSO), y se desconectan si la frecuencia cae por debajo de un determinado umbral.

Asimismo, se activaron automáticamente 420 MW y 60 MW de potencia de apoyo desde las zonas síncronas nórdica y británica, respectivamente. Estas contramedidas aseguraron que, ya a las 14:09 CET, la desviación de frecuencia se limitara a aproximadamente 0,1 Hz en la zona noroeste con respecto a la frecuencia nominal de 50 [96].

Debido a la gran sobrefrecuencia en la zona sureste, se activaron contramedidas automáticas y manuales como la reducción de la inyección de las unidades de generación para estabilizar la frecuencia. De este modo, a las 15:05 h la desviación de frecuencia en la zona sureste se pudo limitar a $+0,1$ Hz respecto a la frecuencia nominal de 50 Hz.

La respuesta automática y las acciones coordinadas de los operadores de sistemas de transmisión (TSO) en Europa continental garantizaron que la situación se restableciera rápidamente a la normalidad. Se coordinaron a las 14:09 h, cuatro minutos después del evento, Amprion, Swissgrid, RTE, Terna y REE e iniciaron una conferencia de emergencia para coordinar la resincronización. Estos evaluaron los daños, confirmaron que las zonas estaban partidas y pusieron en común las medidas de emergencia que ya habían saltado.

Entre las 14:09 h y las 14:46 h, durante estos casi 40 minutos, los operadores de la zona Noreste y la zona Sureste se coordinaron para afinar sus redes independientes. Con ello buscaban volver a sincronizar el continente, para ello necesitaban que el voltaje, el ángulo de fase y la frecuencia de las dos mitades europeas fueran casi idénticos.

Por lo tanto, los servicios interrumpibles contratados en Italia pudieron reconectarse a las 14:47 h, esto fue debido a que en la zona noroeste ya estaba operativamente segura y se había ajustado la generación eléctrica de respaldo por lo que el operador italiano dio luz verde. Mientras que en Francia el operador francés hizo exactamente lo mismo a las 14:48 h.

A las 15:05 h, se estabilizó la zona sureste. La zona balcánica y oriental, que se había quedado con exceso de energía puesto que se encontraba girando a más de 50,6 Hz, finalmente logró reducir su generación de forma segura. A esta hora, confirmaron que su frecuencia también se había estabilizado a un margen de $+0,1$ Hz sobre la frecuencia nominal de 50 Hz. Las dos mitades de Europa por fin estaban a la misma "velocidad"

A las 15:08 fue la sincronización final y con ella vino el fin de la crisis, los operadores reconectaron la subestación de Resica (Rumanía). Las zonas Noroeste y Sureste se reengancharon con éxito.

El continente europeo volvió a operar como una única área síncrona sin que el ciudadano común notara cortes en su casa. El evento en su totalidad duró una hora y cuatro minutos.

6.6.4. IMPACTO

A diferencia de los otros eventos analizados, en este caso el impacto sobre la población fue mínimo. Puesto que no hubo apagón generalizado ni paralización de transporte, ni siquiera hubo víctimas. La separación fue un evento casi invisible para el ciudadano común. Su impacto fue puramente técnico y se midió en desviaciones de frecuencia, no en oscuridad.

En el área sureste, diez segundos antes de la separación de la red en dos partes, un generador de 975 MW en Turquía se desconectó automáticamente al detectar la desviación en la demanda de energía. En el área noroeste, la caída de frecuencia hasta 49,74 Hz activó los mecanismos de desconexión de servicios interrumpibles en Francia e Italia, que aportaron la estabilización necesaria para evitar que la perturbación se propagara a los usuarios finales.

En cuanto a las zonas afectadas, la línea de separación discurrió desde la costa croata del Mar Adriático hasta la frontera norte de Rumania. El continente se dividió en dos áreas síncronas independientes.

El área noreste abarcaba la mayor parte de Europa occidental y central:

- España
- Francia
- Alemania
- Italia
- Austria
- Países nórdicos

El área sureste quedó formada por:

- Países Balcánicos
- Grecia
- Turquía

- Europa oriental

Se produjeron desconexiones de clientes del orden de 70 MW en el área noreste y de 163 MW en el área sureste, cifras muy reducidas en comparación con la magnitud de la perturbación. En España, al encontrarse en el extremo occidental del área noroeste y, al estar en la periferia del sistema con escasas interconexiones con Francia, experimentó las desviaciones de frecuencia con mayor intensidad que los países del centro del continente.

6.6.5. INVESTIGACIONES

Para el evento del 8 de enero de 2021, se constituyó, de acuerdo con el artículo 15 del Reglamento de la Comisión Europea 2017/1485, un Panel de Investigación de Expertos compuesto por técnicos de los operadores de red, al que también fueron invitadas las Autoridades Reguladoras Nacionales y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

El informe final del panel de expertos, publicado en julio de 2021, formuló recomendaciones para evaluaciones adicionales e implementación. Entre sus conclusiones más relevantes destacó que el incidente fue gestionado de forma mejor y más eficiente que la separación de noviembre de 2006, lo que se debe también a las lecciones aprendidas de aquel evento y al desarrollo consiguiente del marco jurídico vinculante a nivel europeo.

El informe también señaló un aspecto crucial para el debate sobre la transición energética. Sin embargo, el incidente del 8 de enero no reveló ningún problema relacionado con la adecuación de la generación ni con el alto porcentaje de renovables que pudiera tener un impacto negativo. La causa fue exclusivamente un fallo en la infraestructura de transmisión en un punto crítico de la red.

6.6.6. MEJORAS

La transición energética en curso va a provocar un aumento tanto en tamaño como en frecuencia de los grandes flujos de energía a la larga distancia. En este sentido, la operación del sistema eléctrico deberá ser lo suficientemente resiliente para hacer a las perturbaciones y fallos inesperados, el objetivo es lograr un sistema eléctrico que garanticen una seguridad de suministro inalterada para los consumidores europeos.

Las recomendaciones del informe final se centraron en tres áreas principales:

- I. Mejorar los cálculos de seguridad en tiempo real y lograr así detectar situaciones de carga crítica en nodos antes de que provoquen fallos.
- II. Reforzar el intercambio de datos entre los operadores de transmisión y distribución para así evitar que accidentes locales escalen a nivel sistemático.
- III. Actualizar los planes de defensa del sistema para incorporar los nuevos patrones de flujo que genera la transición energética.

Las 22 recomendaciones son las siguientes:

- 1) Establecer criterios comunes paneuropeos para calcular los márgenes de estabilidad dinámica en la planificación operativa.
- 2) Integrar evaluaciones conjuntas de estabilidad en los Centros de Coordinación Regional (RCC).
- 3) Evaluar de forma exhaustiva los riesgos climáticos extremos en la previsión y cálculo de los flujos de energía transfronterizos.
- 4) Mejorar los modelos matemáticos del Análisis de Seguridad Operativa (OSA) en los mercados diario e intradiario.
- 5) Aumentar la coordinación en la estimación de flujos de carga para que no superen los límites de seguridad en tiempo real.
- 6) Mitigar de forma urgente la desconexión no deseada de unidades de generación durante perturbaciones de frecuencia.

- 7) Ajustar la configuración de inversores de energías renovables para que soporten huecos de tensión y frecuencia (Fault Ride-Through).
- 8) Estandarizar y revisar los esquemas de desconexión de generadores por anomalías de frecuencia y voltaje.
- 9) Aumentar la coordinación obligatoria de los ajustes de protección entre los gestores de transporte (TSO) y distribución (DSO).
- 10) Validar periódicamente la configuración de los relés de sobrecorriente en líneas y subestaciones críticas interconectadas.
- 11) Garantizar una distribución y activación más rápida de las Reservas de Contención de Frecuencia (FCR).
- 12) Revisar los planes automáticos de deslastre de carga por baja frecuencia (LFDD) para asegurar su eficacia simultánea.
- 13) Acelerar la instalación y el uso de los Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS).
- 14) Integrar los datos de alta precisión de los WAMS directamente en el European Awareness System (EAS).
- 15) Dotar a los operadores de nuevos mapas visuales en tiempo real sobre voltaje y diferencias de ángulos de fase en el EAS.
- 16) Estandarizar a nivel europeo la definición exacta de los "Estados de Alarma" y sus consecuencias en el sistema de monitorización.
- 17) Reforzar el ancho de banda y la resiliencia de la infraestructura de telecomunicaciones entre los centros de control TSO.
- 18) Actualizar los Planes de Defensa del Sistema (System Defence Plans) centrándolos en escenarios de separación continental.
- 19) Redefinir y ensayar los protocolos operativos y de comunicación para acelerar el proceso de resincronización de la red.

- 20) Exigir entrenamientos y simulacros regulares sobre estabilidad dinámica y separación de redes para el personal de los despachos de control.
- 21) Realizar un análisis jurídico para regular el estado del mercado eléctrico y las transacciones comerciales durante un incidente de separación.
- 22) Revisar y actualizar continuamente los Códigos de Red europeos (Network Codes) para adaptarlos a la nueva realidad de las energías renovables y la volatilidad del flujo.

6.6.7. REFLEXIÓN

Este evento fue el más relevante de todos los anteriores en relación con el 28A, a pesar de que no fue un apagón. En este evento se demostró que la red eléctrica europea puede fracturarse en dos partes por un simple fallo en una subestación de un municipio de 2.000 habitantes en Croacia.

Con el fallo se demostró que la diferencia entre un susto técnico y una catástrofe continental puede ser de apenas unos gigavatios de reservas giratorias y unos segundos de respuesta automática. Se vio como la interconexión si bien actúa como un escudo para compartir energía de forma eficiente, también puede volverse en contra y transmitir un fallo a lo largo de toda la red.

En esta crisis también enseñó el necesario equilibrio que debe existir entre la tecnología y factor humano. En vista de que, si bien la automatización salvó a Europa del colapso en los primeros 15 segundos gracias a la desconexión instintiva de industrias y el aislamiento en zonas, lo que realmente solucionó la crisis fue la coordinación entre los operadores del sistema de diferentes países. La coordinación constante y la diplomacia técnica entre los centros de control entre los distintos países resultaron imprescindibles para reconstruir y volver a sincronizar el continente en una hora, una tarea de precisión quirúrgica y demasiado compleja para depender exclusivamente de algoritmos.

Con todo lo anterior analizado se concluye que el evento del 8 de enero de 2021 tiene una gran relevancia histórica. Marca un punto de inflexión de la gestión eléctrica europea en donde se demostró que marco cooperativo europeo funciona incluso bajo un estrés sin precedentes.

En una época en que la seguridad energética es un pilar geopolítico, este evento obligó a las autoridades a abandonar la visión nacionalista de sus infraestructuras para consolidar un único y robusto supersistema eléctrico. Por lo que no es de extrañar que las normativas que nacieron de aquella tarde son, en esencia, el acta fundacional de cómo debe operarse la red del futuro para garantizar que la luz siga siempre encendida.

6.7. DIFERENCIAS CLAVE DEL CASO IBÉRICO DE 2025

Tras analizar los siguientes apagones e incidentes relevante se va a hacer una comparativa con el 28A. Con esta comparativa se analizará como el cero energético además de ser el primer apagón en la historia de España, además se apreciará cómo es un evento particularmente singular en el panorama mundial de colapsos eléctricos.

Cada uno de los eventos que previamente ha sido analizado comparte algunas similitudes estructurales. Sin embargo, ninguno reprodujo ni su mecanismo ni su contexto operativo. Es precisamente en eso donde se reside la singularidad del 28A y donde se encuentran las lecciones más relevantes para el futuro del sistema eléctrico europeo

6.7.1. COMPARATIVA CON EL APAGÓN PRODUCIDO EN EL NORESTE DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ EL 9 DE NOVIEMBRE DE 1965, EL PRIMER GRAN APAGÓN DE LA HISTORIA

Si se compara el 28A con el apagón de 1965, el primer gran apagón de la historia se puede ver que comparten una característica superficial. Esta se refiere a que ambos comenzaron con un fallo que en condiciones normales había sido manejable y que el sistema debería haber absorbido sin que se produjera un colapso.

Por un lado, en 1965, fue un relé mal configurado que corto una línea que funcionaba correctamente. Mientras que, por otro lado, en el 28A, se produjeron oscilaciones de potencia que el sistema debería haber sido capaz de amortiguar, pero se convirtieron en el detonante del colapso.

En ambos casos, el sistema físico tenía capacidad suficiente para sobrevivir al fallo inicial, pero se carecía de la capacidad de detectarlo, entenderlo y responder a tiempo.

Las diferencias de ambos apagones también son fundamentales.

La primera diferencia que también es la más importante es el mecanismo físico del evento. El apagón de 1965 fue un colapso por subfrecuencia, un colapso común que es provocado por la pérdida de generación y la sobrecarga en cascada de las líneas de transmisión. Mientras que el 28A fue un colapso por sobretensión en cascada, este fenómeno en 1965 era prácticamente imposible porque no había fotovoltaica a gran escala.

Otro aspecto relevante es que en la red de 1965 la física del fallo era bien conocida y los ingenieros disponían de modelos teóricos para comprenderla. Sin embargo, en 2025, el mecanismo era nuevo en Europa y los modelos de operación del sistema no lo contemplaban.

La segunda diferencia para tener en cuenta es que el apagón de 1965 se desarrolló en varios minutos, por lo que los operadores dispusieron del tiempo suficiente para intentar intervenir, aunque lo hicieran sin éxito. El 28A se completó en un periodo de 5 segundos por lo que no había tiempo en realizar una operación. Por lo que esta diferencia de tiempo puede hacer que la comparativa de tiempos sea casi irrelevante debido a que en 1965 fue un problema de coordinación y respuesta humana, mientras que en 2025 es un problema que solo puede resolverse con mecanismos automáticos de protección diseñados específicamente para la nueva realidad del sistema.

La tercera y última diferencia, la cual es relevante en el contexto institucional, es que en el apagón de 1965 se produjo en un sistema sin ningún tipo de organismo de coordinación. Tampoco disponían de estándares obligatorios ni sistemas de SCADA. El 28A se produjo en un sistema ENTSO-E, que disponía de 22 recomendaciones aprendidas en el incidente de 2021, con sistemas de monitorización en tiempo real y décadas de mejoras regulatorias acumuladas. El hecho de que, a pesar de las mejoras regulatorias acumuladas, el colapso ocurriera igualmente demuestra que estas reformas institucionales, por importante que sean, son insuficientes si la arquitectura técnica del sistema no evoluciona al mismo ritmo que la composición de su mix energético.

La lección que relaciona ambos eventos es la misma que el propio apagón de 1965 dejó para la posteridad y es que la interconexión no es lo mismo que seguridad. En 1965 se demostró

que la misma interconexión que distribuye la energía puede propagar un fallo. En 2025 se demostró que la misma generación renovable que descarboniza el sistema puede, sin los mecanismos de control adecuados, privarlo de la inercia necesaria para sobrevivir a una perturbación.

6.7.2. COMPARATIVA CON EL APAGÓN DE CHILE (25 DE FEBRERO DE 2025)

El apagón de Chile del 25F y el 28A son los eventos más próximos en el tiempo de todos los analizados, estos están separados por apenas dos meses y presentan el mayor tipo de paralelismos estructurales.

Analizando las similitudes de estos eventos se puede apreciar que ambos ocurrieron en un sistema eléctrico caracterizado por la alta penetración de energía renovable. Además, ambos culminaron en un colapso en cascada que partió el sistema en islas que no pudieron sostenerse y en ambos la generación fotovoltaica jugó un papel relevante en la aceleración del colapso.

La diferencia fundamental y más importante entre ambos colapsos es la también la más importante, la causa raíz por la que se originaron. Por un lado, en Chile el detonante fue una intervención humana no autorizada sobre el sistema de protecciones de una línea troncal de 500 kV. Esta intervención provocada por los trabajadores de ISA Energía Chile, que realizaron maniobras en el equipo de comunicaciones de protección de la línea sin informar al Coordinador Eléctrico Nacional ni solicitar autorización, fue un error de procedimiento identificable, atribuible y evitable con protocolos básicos de comunicación.

Por otro lado, en España el detonante fueron oscilaciones de potencia de origen incierto que se propagaron por toda la red en condiciones de baja inercia y se propagaron hasta alcanzar una magnitud que los sistemas de protección no pudieron contener. Por lo que no fue un error humano sino un fenómeno físico que emergió debido a las condiciones operativas del sistema.

Esta distinción es de importancia crítica para las lecciones de mejora. En Chile, el problema era de procedimiento y se resuelve con formación, protocolos y supervisión. Sin embargo, en España el problema fue de diseño del sistema y para resolverlo se requiere una revisión más

profunda de la arquitectura técnica del sistema, de los requisitos de inercia mínima, de los mecanismos de amortiguación de oscilaciones y de los sistemas automáticos de respaldo ante perturbaciones de tensión.

Una diferencia clave también es la geografía del sistema. Por un lado, Chile tiene una red extraordinariamente larga y estrecha y una generación concentrada en el norte desértico y consumo en el centro y lo hace estructuralmente dependiente de unas pocas líneas troncales. España, por su parte, dispone de una red más mallada y una mayor capacidad de redistribución de flujos ante la pérdida de elementos individuales. Sin embargo, la escasa interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa la convierte funcionalmente en una isla eléctrica con características de vulnerabilidad similares a las de Chile que, ante un colapso interno, el apoyo exterior llega tarde o no llega.

Finalmente, un paralelismo a destacar es la impunidad regulatoria posterior. Por un lado, en Chile, casi un año después del apagón, no se habían dictado sanciones ni multas pese a que la SEC había formulado cargos contra ocho empresas y el propio CEN. Por otro lado, en España, el proceso de investigación del 28A seguía abierto en el Congreso en abril de 2026, con fuertes tensiones políticas sobre la atribución de responsabilidades. En ambos casos, la magnitud técnica del evento contrasta con la lentitud del proceso regulatorio de rendición de cuentas.

6.7.3. COMPARATIVA CON EL APAGÓN DEL NORESTE DE ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ (14 DE AGOSTO DE 2003)

El apagón de EE. UU de 2003 y el 28A comparten paralelismos más directos en términos de mecanismo de fallo invisible. En ambos incidentes el sistema pasó por un periodo de deterioro significativo, en donde los operadores no fueron conscientes de la gravedad de la situación, antes del colapso.

En el apagón del 2003, el deterioro fue invisible porque el software de alarmas de FirstEnergy había fallado dos horas antes del colapso. El deterioro del 28A fue también invisible porque el sistema operaba con una inercia muy por debajo del umbral recomendado y sin mecanismos de detección temprana de oscilaciones de potencia de la magnitud a la que se producían.

La diferencia más importante de los dos apagones es el tipo de ceguera dado que en 2003 fue una ceguera accidental causada por un bug de software en donde los operadores podrían haber actuado si hubieran tenido la información. Mientras que en el colapso del 28A fue una ceguera estructural en donde a pesar de tener toda la información disponible los operadores no disponían de los mecanismos automáticos ni de los protocolos operativos necesarios para responder a tal perturbación que se desarrolló en 5 segundos.

La segunda diferencia relevante es el papel de la desregulación. Por un lado, el apagón de 2003 desencadenó un debate político sobre si la desregulación del mercado eléctrico había contribuido al colapso al reducir los incentivos de inversión en mantenimiento. El informe oficial lo descartó y señaló los fallos operativos como causa raíz. Por otro lado, el 28A desencadenó un debate equivalente sobre si la transición energética y la alta penetración de renovables había contribuido al colapso, pero en el informe de la ENTSO-E se dijo que le problema no era la alta penetración de renovables, sino que la falta de mecanismos de control adecuados para gestionarla. Por lo que, en ambos casos, el debate político intentó convertir una cuestión técnica en una cuestión ideológica, y en ambos casos los informes técnicos rechazaron esa simplificación.

La tercera y última diferencia es la duración de la cascada final. En 2003, desde la primera desconexión de la línea Sammis-Star hasta el colapso total transcurrieron 9 minutos mientras que, en el 28A el evento tuvo una duración de 5 segundos y esta diferencia de velocidad de dos órdenes de magnitud refleja la diferencia fundamental entre un sistema dominado por generación síncrona con inercia rotacional que amortigua naturalmente las perturbaciones y un sistema con alta penetración de generación asíncrona por inversores, donde la inercia es mínima y la propagación de perturbaciones es casi instantánea.

6.7.4. COMPARATIVA CON EL APAGÓN DE ITALIA (28 DE SEPTIEMBRE DE 2003)

El apagón italiano de 2003 y el 28A son los únicos eventos de todos los analizados que produjeron la separación completa de un sistema nacional de la red síncrona continental europea. Esta es una similitud estructural que lo hace especialmente comparable, pero también hace que sus diferencias sean las más reveladoras.

La primera de las diferencias es el origen geográfico del fallo puesto que el apagón italiano se originó fuera de Italia, en la red de transmisión de Suiza, y se propagó al sistema italiano a través de las líneas de interconexión alpinas.

El operador italiano GRTN no tuvo posibilidad de intervenir en los 20 minutos críticos porque el problema ocurrió en infraestructura de otro operador en otro país. El apagón español en cambio se originó dentro del sistema ibérico en los generadores conectados a la red española y REE era el operador responsable del sistema donde se inició el colapso y donde estaban todos los elementos que podrían haberlo evitado.

Esta distinción tiene implicaciones directas para la atribución de responsabilidades dado que, en Italia, la causa raíz estaba fuera del control del operador afectado, pero en España, estaba dentro.

La segunda diferencia es la duración del proceso de deterioro previo puesto que, en Italia, desde la caída de la línea Lukmanier hasta el apagón total transcurrieron 27 minutos, durante los que el operador suizo tuvo oportunidad de maniobrar, aunque no la aprovechó.

En España el colapso se desarrolló en segundos, esta diferencia refleja que el sistema italiano de 2003 era un sistema con alta inercia donde los procesos de degradación son lentos y potencialmente reversibles mientras que el sistema ibérico de 2025 era un sistema de baja inercia donde los procesos de degradación son instantáneos e irreversibles una vez iniciados.

La tercera diferencia es el mecanismo físico del colapso final, por un lado, Italia colapso por subfrecuencia y la pérdida de importaciones generó un déficit de potencia que la generación interna no pudo cubrir y la frecuencia cayó a 47,5 Hz en 2,5 minutos.

A diferencia de lo ocurrido en España que colapso por sobretensión en cascada provocado por un exceso de generación reactiva que disparó las protecciones de tensión de los generadores fotovoltaicos en cadena

Estos mecanismos son físicamente opuestos: en un caso el colapso se produjo por déficit y en el otro por exceso. Lo que demuestra que los sistemas eléctricos son vulnerables tanto a los excesos como a los defectos y que los mecanismos de protección deben estar preparados para ambos extremos.

La enseñanza compartida más importante es la del papel de la coordinación internacional. En Italia por su parte la falta de comunicación oportuna entre los operadores suizo e italiano fue el factor que convirtió un problema manejable en un colapso nacional. Por su parte en España, la desconexión de la Península Ibérica de la red continental europea fue el evento que hizo el colapso irreversible.

En ambos casos, la interconexión con Europa fue tanto parte del problema como parte de la solución; si España hubiera tenido mayor capacidad de interconexión con Francia, la red europea podría haber aportado el apoyo necesario para detener la cascada.

6.7.5. COMPARATIVA CON EL APAGÓN DE INDIA (30-31 DE JULIO DE 2012)

El apagón de India de 2012 y el 28A son los dos eventos más difíciles de comparar, debido a que parten de contextos técnicos, económicos e institucionales radicalmente diferentes.

El sistema indio de 2012 era una red ya de por sí desequilibrada. Tenía un déficit estructural de generación además de una gobernanza fragmentada y una cultura de sobre extracción sistemática que lo mantenía al borde del colapso continuo. Una situación muy diferente a la del sistema ibérico de 2025 que era una red técnicamente avanzada, con exceso de capacidad de generación, gobernanza regulada y estándares operativos europeos.

Pero, por otro lado, su diferencia extrema, el caso indio proporciona una lección que en el 28A se confirma desde el lado opuesto, esta es que los sistemas eléctricos pueden colapsar tanto por exceso como por defecto y no solo eso, sino que también tanto por pobreza de infraestructura como por riqueza de generación no gestionada adecuadamente.

Por un lado, en la India, el problema era que los estados federados extraían más potencia de la red que la que les correspondía, sobrecargando las líneas de transmisión del norte hasta el colapso. Por otro lado, en España, el problema de la generación fotovoltaica inyectaba más potencia reactiva de la que el sistema podía absorber, provocando un aumento en la tensión del sistema llegan a tal punto que saltaron protecciones en cascada.

En ambos casos, el desequilibrio entre lo que el sistema recibía y lo que podía gestionar fue el factor determinante. La diferencia es que en India ese desequilibrio era estructural y crónico, mientras que en España fue puntual y emergente de unas condiciones operativas específicas

La segunda comparativa relevante es la del papel de los mecanismos automáticos de protección en los colapsos. En India, los relés de baja frecuencia que debían desconectar cargas automáticamente cuando la frecuencia caía por debajo de los umbrales de seguridad estaban en muchos casos desactivados o mal calibrados, esto permitió que el colapso se extendiera sin freno.

En España, los mecanismos automáticos de deslastre de carga funcionaron correctamente, sin embargo, llegaron demasiado tarde ya que en el momento que actuaron el colapso era irreversible y no existían mecanismos equivalentes de control dinámico de tensión que pudieran haber intervenido antes de que la cascada se iniciara.

La tercera lección compartida es el problema de la gobernanza fragmentada. La India tenía en ese momento una fragmentación entre el gobierno central y los estados federados que impidió una coordinación efectiva de la operación del sistema. España por su parte, la fragmentación entre REE, los operadores de distribución, las empresas generadoras y los reguladores generó zonas de responsabilidad difusa que el informe de ENTSO-E señaló como uno de los factores contribuyentes al colapso. Se puede ver cómo en ambos casos, la complejidad institucional del sistema eléctrico resultó ser un factor de vulnerabilidad tanto como la complejidad técnica.

6.7.6. COMPARATIVA CON LA SEPARACIÓN DE LA RED EUROPEA (8 DE ENERO DE 2021)

La separación de la red europea del 8 de enero de 2021 y el 28A son los dos eventos más relacionados entre sí de todos los analizados. Esta relación no es solo por su proximidad temporal, que solo son 4 años de diferencia, sino porque el primer evento fue el aviso del segundo.

España participó en la teleconferencia de coordinación del 8 de enero de 2021 y REE estuvo en esa llamada. Los operadores españoles conocían el mecanismo por el cual la red europea podía fracturarse en segundos a partir de un fallo localizado. Sin embargo, cuatro años después, el sistema ibérico colapsó de una forma que las lecciones de 2021 no habían conseguido prevenir.

La diferencia más fundamental entre ambos eventos es también la más importante, esa diferencia es el resultado. El 8 de enero de 2021, la red europea se partió en dos no hubo apagón y solamente desconectaron 233 MW en toda Europa y la resincronización se realizó en 63 minutos y lo más importante, ningún ciudadano europeo fue consciente de que el sistema estuvo al borde de algo mucho peor. Esto no fue el caso en 28 de abril de 2025 donde la red ibérica española colapsó completamente durante más de 15 horas afectando a 55 millones de personas.

La principal diferencia entre los resultados no fue técnica, puesto que ambos fueron eventos de separación síncrona, sino de contexto operativo. Se refiere a que, en 2021, el sistema europeo tenía reservas suficientes de potencia reactiva y los mecanismos de respuesta automática funcionaron mientras que, en 2025, el sistema ibérico operaba con inercia por debajo del umbral recomendado y sin los mecanismos de control dinámico de tensión necesarios.

La segunda diferencia clave es el tipo de perturbación, en 2021, el evento fue una separación por sobrecarga de una barrera colectora en una subestación croata, lo que supone un fallo de infraestructura físico y bien definido. En el 28A, el evento no fue tan definido dado que se produjo por una cascada de desconexiones de generadores fotovoltaicos provocada por oscilaciones de tensión.

Esto corresponde un fenómeno dinámico distribuido por toda la red que no tiene un punto de origen único y cuyo mecanismo de propagación es cualitativamente diferente al de cualquier fallo previo registrado en Europa.

La tercera diferencia es la de la respuesta institucional. Por un lado, en 2021, el informe final de ENTSO-E estableció explícitamente que el incidente no revelaba ningún problema relacionado con las energías renovables. Esa es una conclusión que, aunque técnicamente correcta para el evento de 2021, pudo haber llevado a dar una falsa sensación de seguridad respecto a la compatibilidad de los sistemas de alta penetración de renovable con los estándares de seguridad europeos. Además, las 22 recomendaciones formuladas en ese informe se centraron en mejorar la coordinación entre operadores y los cálculos de seguridad en tiempo real, pero no abordaron con suficiente urgencia la cuestión de los requisitos mínimos de inercia para sistemas con alta penetración de generación asíncrona.

El paralelismo entre ambos eventos es que en ambos existían recomendaciones previas, de 2006 en el caso del evento de 2021, de 2021 en el caso del 28A y estas no se habían implementado con la urgencia necesaria. La historia de los grandes apagones europeos es, en buena medida, la historia de los avisos que llegan antes de la catástrofe y que no se atienden con suficiente rapidez.

6.7.7. CONCLUSIÓN

El análisis comparativo de los seis grandes apagones históricos con el 28A permite formular una conclusión que trasciende el caso español, cada generación de apagones revela vulnerabilidades que la generación anterior no había anticipado:

- El de 1965 reveló que la interconexión sin coordinación es peligrosa.
- El de 2003 en EE. UU. reveló que los sistemas de monitorización son tan vulnerables como las infraestructuras físicas.
- El de Italia en 2003 reveló que la interdependencia transfronteriza crea responsabilidades compartidas que los marcos regulatorios nacionales no pueden gestionar solos.
- El de India en 2012 reveló que los sistemas crónicamente desequilibrados colapsan inevitablemente.
- El de 2021 reveló que la red europea puede fracturarse en segundos.
- El 28A reveló que los sistemas de alta penetración renovable sin inercia suficiente son vulnerables a un tipo de colapso que los modelos anteriores no contemplaban.

La singularidad técnica del 28A es la manera específica por la que colapsó, puesto que fue por sobretensión en cascada en un sistema con alta penetración de renovable y eso lo convierte no solo en el mayor apagón de la historia de España sino en el caso de referencia mundial para el diseño de los sistemas de protección y control de la próxima generación de redes eléctricas dominadas por energías renovables.

7. SOLUCIONES PROPUESTAS

El análisis técnico del apagón del 28 de abril de 2025 y el estudio comparativo con apagones históricos precedentes permiten identificar con claridad las carencias estructurales que hicieron posible el colapso y que deben abordarse para garantizar que un evento similar no vuelva a producirse.

El presente capítulo desarrolla las soluciones técnicas, infraestructurales y regulatorias propuestas para reforzar la estabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico español en el escenario de alta penetración renovable que caracterizará las próximas décadas.

Las soluciones se articulan en tres horizontes temporales complementarios, ninguno de los cuales puede sustituir a los otros. Las soluciones a corto plazo, de carácter operativo y bajo coste, abordan las deficiencias más urgentes dentro del marco infraestructural existente.

Las soluciones a medio plazo requieren inversiones significativas en infraestructuras de almacenamiento, refuerzo de la red de transporte e interconexiones internacionales, con plazos de ejecución de entre uno y cinco años.

Las soluciones a largo plazo, de mayor calado tecnológico y regulatorio, abordan la transformación estructural del sistema para que sea capaz de operar con plena seguridad en el horizonte 2030-2050. El capítulo concluye con un análisis técnico-económico comparativo que evalúa el coste, el plazo de implementación y el retorno esperado de cada solución, demostrando que el coste de la acción es en todos los casos muy inferior al coste recurrente de la inacción.

7.1. SOLUCIONES A CORTO PLAZO

Las soluciones a corto plazo comprenden aquellas medidas que pueden implementarse de forma inmediata o en un horizonte temporal reducido. Asimismo, estas medidas no necesitan una gran inversiones ni tampoco grandes modificaciones estructurales del sistema.

El objetivo de estas medidas es corregir las deficiencias operativas que el 28A dejó en evidencia, reforzando así los márgenes de seguridad del sistema en el escenario actual de alta penetración renovable.

7.1.1. ESTABLECIMIENTOS DE MÍNIMOS DE GENERACIÓN SÍNCRONA POR ZONA

La insuficiente generación síncrona en zonas determinadas del sistema, especialmente en el sur peninsular que es donde se originó el colapso, es una de las conclusiones más directas extraída de los informes técnicos sobre el 28A.

En el momento del cero energético, únicamente había un ciclo combinado operativo en Andalucía este era la central de Arcos de la Frontera, una situación que dejó a esa zona con niveles de inercia muy por debajo de los mínimos establecidos por ENTSO-E.

Ante estos bajos niveles de inercia, como se indicó, al operador del sistema optó por hacer un incremento significativo del número de ciclos combinados en servicio obligatorio en dicha región. Tras el apagón, en vez de tener uno o dos grupos de generación hay cinco.

Tras el apagón, los ciclos combinados de gas, que queman gas natural para generar electricidad, han incrementado su papel dentro del mix energético tras el apagón debido, según los expertos, a la estabilidad que estos aportan al sistema.

La demanda de gas natural para la generación de electricidad se disparó el de mayo de 2025 un 68,2% con respecto al mismo mes de 2024, alcanzando los 7.185 gigavatios hora (GWh), debido a la mayor presencia de los ciclos combinados como refuerzo para el sistema eléctrico tras el apagón del pasado 28 de abril en la Península Ibérica.

Esta cifra de consumo de gas natural para la generación de electricidad en mayo es también casi un 30% superior a los 5.532 GWh del pasado mes de abril.

Aumentar el mínimo de generación síncrona por zona es una medida que, adoptada inicialmente de forma operativa, debería formalizarse mediante la actualización de los Procedimientos de Operación correspondientes, estableciendo umbrales mínimos de generación síncrona diferenciados por zona geográfica y condición del sistema.

7.1.2. IMPLANTACIÓN DE UMBRALES MÍNIMOS DE INERCIA POR ZONA

Esta solución está estrechamente relacionada con el punto anterior debido a que la generación síncrona aporta casi toda la inercia del sistema. En el 28A se evidenció que se operaba con una inercia equivalente de 1,3 segundos en la zona sur y eso es un 35% más bajo del mínimo de 2 segundos que exige ENTSO-E y esto si bien no fue la causa directa del colapso constituye uno de los factores determinantes en la rapidez e irreversibilidad del colapso.

Una baja inercia del sistema se puede llegar a traducir en un RoCoF más elevado ante cualquier perturbación, comprimiendo el margen temporal disponible para que los mecanismos de regulación primaria actúen antes de que la frecuencia alcance umbrales críticos.

A corto plazo, el operador del sistema debe incorporar la inercia equivalente como variable de despacho, estableciendo un valor mínimo por zona que garantice un margen de actuación suficiente ante la pérdida de generación. Este requisito debe integrarse en la programación diaria e intradiaria del mercado, condicionando la aceptación de ofertas de generación en función del aporte de inercia al sistema.

7.1.3. INCORPORACIÓN DE MÉTRICAS DINÁMICAS DE Tensión: EL CONCEPTO DE ROCOV

El sistema que había vigente en el momento del colapso estaba basado principalmente en el valor estático de la tensión como indicador de alerta. Sin embargo, el colapso del 28A fue de naturaleza dinámica dado que la tensión no superó simplemente un umbral estático, sino que se incrementó de forma acelerada e incontrolada como consecuencia de la pérdida en cascada de generación que absorbía potencia reactiva.

Para detectar y prevenir este tipo de fenómenos, es necesario incorporar una nueva métrica operativa complementaria, la tasa de variación de la tensión (RoCoV, *Rate of Change of Voltage*). Con esta magnitud se podrán identificar las tendencias peligrosas antes de que los valores superen los umbrales de alarma y así conseguirá una mayor ventana de actuación del operador.

Su implementación no requiere nueva infraestructura de medida, sino la actualización de los algoritmos de supervisión en los sistemas de gestión de red (EMS/SCADA) existentes. No solo se quiere poder detectar, la CNMC destaca la necesidad de implementar medidas que permitan mitigar los cambios bruscos de tensión, así como reforzar la coordinación entre los distintos gestores de red y mejorar la visibilidad de sus infraestructuras.

7.1.4. REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL MARCO REGULATORIO OPERATIVO: P.O.7.4 Y NORMATIVA ASOCIADA

El P.O.7.4, como se analizó previamente, es la norma que regulaba el servicio de control de tensión en la red de transporte española. Su actualización corresponde a la más importante de las actualizaciones regulatorias.

Este se aprobó en el año 2000 y en ese año el mix energético estaba dominado por centrales térmicas, hidroeléctricas y nucleares, y la presencia de renovables era testimonial, situación totalmente opuesta a la actual.

El marco del antiguo P.O. 7.4 indicaba que el control de tensión tenía este funcionamiento:

- 1) La generación convencional estaba obligada a controlar dinámicamente la tensión en su punto de conexión. Debía ser capaz de absorber e inyectar potencia reactiva en tiempo real según las consignas de REE.
- 2) La generación renovable debía operar con un factor de potencia fijo y esto implica que su intercambio de potencia reactiva con la red era proporcional a su producción de potencia activa. Además, no respondía a las variaciones de tensión por lo que no participaba en el control de tensión.

Este esquema era razonable en los 2000 puesto que era un sistema donde la energía renovable suponía una fracción mínima y no como ahora donde la solar fotovoltaica cubre hasta el 55% de la demanda en horas centrales convirtiéndose en una vulnerabilidad crítica.

Al ser este sistema ineficaz hasta la situación actual el marzo de 2024 REE solicitó formalmente a la CNMC una revisión completa del P.O. 7.4. Sin embargo, la actualización de este es un proceso más largo de lo que parece.

El 12 de junio de 2025, 45 días después del apagón, la CNMC finalmente aprobó la actualización de este procedimiento de operación. Aunque esta actualización parezca coincidencia que llega justo después del colapso el proceso llevaba años en marcha, pero no se completó hasta que el apagón hizo políticamente insostenible cualquier demora adicional.

En paralelo, el Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, aprobó medidas urgentes de refuerzo del sistema eléctrico. En ellas se incluye la instalación de compensadores síncronos y el refuerzo de interconexiones con Francia.

El nuevo P.O. 7.4 tiene los siguientes cambios:

Iniciaremos este análisis con el papel de la generación renovable, dado que ahora deben prestar servicio en el control dinámico de tensión mediante consignas en tiempo real de REE.

- **Control de Tensión en Tiempo Real:** Las plantas renovables ya no solo inyectan energía, sino que deben regular la potencia reactiva mediante sistemas automáticos. Se les exige capacidad para responder a las variaciones rápidas de tensión, habilitando el control dinámico de tensión en línea.
- **Estabilidad del Sistema:** El objetivo es evitar desconexiones masivas de instalaciones ante perturbaciones eléctricas y asegurar la calidad del suministro. Las renovables deben comportarse de manera más similar a las centrales convencionales en términos de soporte a la red.
- **Habilitación y Nuevas Exigencias:** REE está habilitando a las plantas que cumplan con la capacidad de seguir consignas de tensión en tiempo real. Esta capacidad otorga a las plantas prioridad de despacho respecto a las que no prestan este servicio.
- **Adaptación Técnica:** La normativa implica la necesidad de ajustes técnicos en parques fotovoltaicos y eólicos para monitoreo y control dinámico.
- **Gestión de la Capacidad:** El nuevo P.O.7.4 mantiene la obligación de cumplimiento de una curva de capacidad reactiva-tensión para la generación fuera del RD 413/2014, asegurando la respuesta ante incidentes

La habilitación de las primeras instalaciones renovables empezó en octubre de 2025, cuando REE realizó las primeras pruebas eléctricas y de comunicaciones. La CNMC informó que en marzo de 2026 apenas 60 instalaciones estaban habilitadas, lo que representa una fracción muy pequeña de la generación renovable total instalada.

En segundo lugar, está la demanda conectada a la red de transporte, es una de las novedades más importantes conceptualmente y a la vez la menos conocida. El nuevo P.O. 7.4 permite que los grandes consumidores industriales conectados a la red de transporte participen en el control de tensión.

Este proyecto, se lazo en noviembre de 2023 y se prorrogó hasta principios de 2026, retribuye este servicio a 8 €/MVarh de reactiva consumida en las horas beneficiosas para el sistema. Los consumidores elegibles son los conectados a tensiones superiores a 1 kV bajo los peajes 6.1 a 6.4 de la Circular 3/2020 de la CNMC.

Esta inclusión es prioritaria porque en Portugal las renovables ya controlaban tensión desde 2020, y la demanda industrial también participaba. De este modo, la brecha entre el marco normativo español y el portugués fue uno de los factores que agravó la situación en el lado español antes del 28A.

Los sistemas de corriente continua de alta tensión y los compensadores estáticos de potencia reactiva son dispositivos basados en electrónica de potencia que pueden inyectar o absorber potencia reactiva de forma instantánea y controlada. En el nuevo P.O. 7.4 les permiten participar formalmente como proveedores de servicio de control de tensión.

Los STATCOM (Compensador Síncrono Estático), por su parte son de gran relevancia porque en el 28A solamente dos de los seis previstos en la planificación eléctrica estaban operativo, aportando 300 MVar. Italia en comparación dispone del doble de potencias STATCOM y 16 compensadores síncronos. Esta deficiencia de infraestructura fue uno de los factores que redujo la capacidad del sistema para gestionar la tensión.

El enlace HVDC Baixas-Santa Llogaia, el único cable de corriente continua con Francia también puede participar en el control de tensión, aunque su función principal durante el 28A fue mantener una exportación constante de 1.000 MW a Francia incluso durante el colapso, lo que contribuyó a agravar el déficit de generación en el sistema ibérico aislado.

Por último, los compensadores síncronos se incluyeron el P.O. 7.4, es la solución más estructural y la que más debate político a generado. Un compensador síncrono es esencialmente un gran motor eléctrico que gira libremente acoplado a la red, sin estar conectado a ninguna fuente de energía primaria. No genera electricidad, pero aporta tres servicios fundamentales

- **Inercia rotacional:** su gran masa en movimiento actúa como volante de inercia, resistiendo los cambios de frecuencia y dando tiempo al sistema para activar sus mecanismos de respuesta.
- **Control dinámico de tensión:** puede absorber o inyectar potencia reactiva de forma instantánea y continua, independientemente de las condiciones de generación.
- **Corriente de cortocircuito:** refuerza la potencia de cortocircuito de la red, haciendo que los sistemas de protección actúen de forma más eficaz ante fallos.

El Real Decreto-ley 7/2025 de 24 de junio aprobó la instalación urgente de compensadores síncronos en puntos críticos de la red de transporte peninsular, siendo la primera vez que la planificación eléctrica española se centraba exclusivamente en reforzar la operación y el control de la red en lugar de dar respuesta a nuevas conexiones de generación o consumo.

7.2. SOLUCIONES A MEDIO PLAZO

Las soluciones del punto anterior se orientan a corregir las deficiencias operativas que hicieron posible el colapso del 28A dentro del marco infraestructural existente. Las soluciones de medio plazo, que son las que se analizarán en este apartado corresponden a una dimensión diferente, estas soluciones se basan en la transformación estructural del sistema eléctrico español para que sea capaz de operar con seguridad en el escenario de alta penetración renovable que caracterizará las próximas décadas.

Este conjunto de medidas requiere inversiones de mayor magnitud, plazos de ejecución de entre uno y cinco años y en algunos casos la superación de barreras regulatorias, ambientales o políticas que van más allá de la capacidad de actuación inmediata del operador del sistema.

En los informes analizados en apartados anteriores relevan tres carencias estructurales fundamentales:

- 1) La insuficiencia de almacenamiento energético capaz de proporcionar respuesta dinámica en tiempo real y absorber los excedentes renovables que el sistema no puede gestionar.

- 2) La debilidad de la red de transporte en las zonas de mayor concentración fotovoltaica, desprovista de los equipos de control de tensión dinámico que otros sistemas europeos comparables llevan años desarrollando.
- 3) El aislamiento energético de la Península Ibérica respecto al resto del sistema eléctrico europeo, que privó al sistema de la capacidad de importar apoyo externo en los segundos críticos del colapso y prolongó innecesariamente la fase de restauración.

Las soluciones de medio plazo que se analizarán tendrán como objeto solucionar estas carencias. Sin embargo, es prioritario entender que ninguna de estas soluciones es suficiente por sí sola dado que son complementarias entre sí, no sustitutivas. Solamente su despliegue coordinado y simultáneo es el que puede garantizar que el sistema eléctrico español no vuelva a encontrarse en la situación de fragilidad extrema que hizo posible el apagón del 28 de abril de 2025.

7.2.1. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

El sistema de almacenamiento con baterías (Battery Energy Storage Systems o BESS) es una de las soluciones tecnológicas de mayor importancia para poder abordar los retos de la estabilidad que plantea la integración masiva de generación renovable no síncrona.

La principal ventaja de las baterías es que tienen una capacidad de respuesta muy rápida, es un rango de milisegundos, convirtiéndose en una herramienta complementaria insustituible en redes con baja inercia síncrona. Como la que caracterizaba al sistema ibérico en el momento del colapso del 28 de abril de 2025.

La descarbonización del sistema eléctrico plantea un reto de gestión que va más allá de la producción de energía. Este proceso busca garantizar que la energía generada de forma intermitente pueda almacenarse y liberarse en el momento en que la red lo demanda. Los sistemas BESS (Battery Energy Storage System) son hoy la tecnología más madura para cubrir esa función, actuando como amortiguadores entre la variabilidad renovable y las exigencias de estabilidad de la red.

Actualmente, la dependencia energética es significativa en todo el mundo. Ya se analizó como un corte de electricidad o problema en el suministro, especialmente si es prolongado en el tiempo, tiene consecuencia directa en la economía y en la vida de las personas. Por eso es necesario garantizar un funcionamiento normal en infraestructuras críticas, industria, espacios comerciales y viviendas y oficinas. Para lograrlo es vital la creación de estrategias capaces de proveer dicha energía.

Conocer el almacenamiento y la exactitud de la disponibilidad energética es de gran importancia y la Unión Europea ha puesto en marcha un proyecto para monitorizarlo en tiempo real, el Inventario Europeo de Almacenamiento Energético. Esta iniciativa surge de la necesidad de contar con sistemas inteligentes que aporten información en tiempo real y que, de esta manera, se pueda controlar y regular el mix energético, pero también conocer su capacidad en caso en los que la red falle. Actualmente, las tecnologías más extendidas son la electroquímica, en forma de baterías; la mecánica, con los sistemas de bombeo de agua, de aire comprimido y de volantes de inercia; y van avanzando otros como el almacenamiento térmico y el almacenamiento químico.

El desarrollo de nuevos métodos de almacenamiento de energía eléctrica es crucial para conseguir esa resiliencia del sistema energético mundial. Del mismo modo, buscar la eficiencia y trabajar en soluciones más escalables para las tecnologías actuales también está en la hoja de ruta del sector.

El sistema de red eléctrica funciona basándose en dos fuentes principales:

- 1) Los combustibles fósiles
- 2) Las energías renovables.

Los combustibles fósiles han sido la fuente energética principal durante muchos años, pero su uso conlleva dos problemas clave:

- 1) La contaminación atmosférica por la emisión constante de CO₂ a la atmósfera
- 2) El uso de unas materias primas finitas y muy sometidas al devenir geopolítico.

Por su parte, las energías verdes están en alza al tratarse de una forma de producción menos contaminante, pero más intermitente. Aquí es donde el uso de las baterías ha revolucionado las normas del juego.

Las baterías poseen las siguientes características [106]:

- a) Ayudan a compensar la intermitencia de las energías renovables almacenando el exceso de producción y estabilizando su aporte a la red global para evitar picos en los momentos de máxima producción.
- b) Aportan flexibilidad al sistema energético puesto que estabiliza la frecuencia y la tensión que se van aportando a la red global, mejorando así la prestación de servicios en general.
- c) Mejoran la seguridad energética ante situaciones de crisis o desabastecimiento de combustibles fósiles. Además, garantizan el suministro ante cortes de servicio puntuales, evitando pérdidas económicas y mejorando la independencia y descentralización energética.
- d) Impactan de manera positiva en el mercado energético, aportando gigavatios para su consumo de manera constante, lo que se traduce en precios más económicos para los consumidores y, por ende, un mayor uso de este tipo de tecnologías.
- e) Disminuyen la dependencia de los combustibles fósiles. Los distintos sistemas de almacenamiento de energías renovables ayudan a reducir la necesidad de importación y transporte de este tipo de materias primas para la producción energética, promoviendo un consumo energético más responsable con el medio ambiente.

7.2.1.1. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

El almacenamiento de energía mediante baterías abarca un conjunto heterogéneo de tecnologías electroquímicas que difieren en sus principios de:

- Funcionamiento
- Materiales activos
- Densidad de energía
- Vida útil
- Tiempo de respuesta
- Coste

Actualmente, no existe una tecnología universalmente óptima. Cada tecnología de batería se elige según el servicio y las condiciones en las que lo debe prestar.

En el ámbito del almacenamiento estacionario a gran escala, las tecnologías con mayor presencia actual y mayor proyección de crecimiento son las baterías de ion-litio, las baterías de flujo redox de vanadio y las baterías de sodio-azufre, cada una con características técnicas y económicas diferenciadas que determinan su aplicación preferente en el sistema eléctrico.

7.2.1.1.1. BATERÍAS ION-LITIO (LI-ION)

Este tipo de baterías han revolucionado el sector logístico gracias a su alta eficiencia energética y su capacidad de carga rápida.

Este tipo de batería es un dispositivo con dos o tres celdas de energía conectadas en serie o en paralelo, diseñado para el almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito una sal de litio que consigue los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

La batería está compuesta por cuatro fragmentos:

- **Ánodo:** Es el electrodo negativo de la batería. Es donde se produce la oxidación: el material activo cede electrones durante la descarga. En las baterías de ion-litio, el

ánodo suele ser de grafito. Durante la carga, el proceso se invierte y el ánodo recibe los iones de litio.

- **Cátodo:** Es el electrodo positivo. Es donde se produce la reducción: el material activo acepta los electrones que llegan a través del circuito externo durante la descarga. En las baterías de ion-litio es donde se encuentran los materiales que dan nombre a cada química: en el LFP es el fosfato de hierro y litio, en el NMC es la mezcla de níquel, manganeso y cobalto.
- **Separador:** Membrana porosa y no conductora situada entre el ánodo y el cátodo. Su función crucial es impedir el contacto físico directo, evitando cortocircuitos, mientras permite el libre flujo de iones entre los electrodos, garantizando la seguridad y el funcionamiento electroquímico
- **Electrolito:** Componente químico conductor (líquido, gel o sólido) situado entre los electrodos de una batería que permite el flujo de iones entre el cátodo y el ánodo. Es esencial para el funcionamiento, dado que facilita la reacción química que genera electricidad durante la descarga y la almacena al cargar.

El funcionamiento de las baterías de litio sigue un principio sencillo. La energía eléctrica es almacenada mediante un proceso químico y se aprovecha para la propulsión de dispositivos de recogida. Este se basa, en gran medida, en el movimiento constante del litio ionizado entre los electrodos. El flujo de iones de litio equilibra el flujo de corriente externa al cargar y descargar las baterías, de modo que los propios electrodos permanecen eléctricamente neutros:

- **Descarga:** Los átomos de litio del electrodo negativo emiten un electrón cada uno. Este electrón se devuelve al electrodo positivo a través del circuito externo. En el mismo paso, el mismo número de iones de litio se mueven desde el electrodo negativo a través del electrolito y el separador hasta el electrodo positivo. En él se recogen los electrones por medio de los llamados iones de metales de transición fuertemente ionizados que pueden ser diferentes según el tipo de batería y que, a diferencia de los iones de litio, no son móviles.
- **Carga:** Los átomos de litio no ionizados se desplazan desde el electrodo positivo hasta el electrodo negativo a través del separador, entrelazándose con moléculas de

grafito. Este proceso también se conoce como intercalación y se desencadena cargando con corriente constante hasta que se llega a la corriente nominal.

Cuando se alcanza la tensión de fin de carga, esta se mantiene mientras la corriente de carga disminuye. Para evitar que las celdas se dañen o se sobrecalienten (pista térmica), la mayoría de las baterías de iones de litio están equipadas con una carga o protección electrónica. Se adaptan al diseño respectivo de las celdas y garantizan que no se produzcan ni sobrecargas ni descargas profundas.

Las celdas de esta batería pueden estar compuestas de diferentes composiciones químicas. Las composiciones más comunes en la industria de carretillas elevadoras y el sector del automóvil son:

- **LFP:** Una aleación de litio, hierro y fosfato.
- **NMC:** Una aleación de cobalto de litio, níquel y manganeso.
- **NCA:** Una aleación de óxido de aluminio, cobalto de litio y níquel de alta calidad. Esta composición ofrece la mayor densidad energética y entrega de energía instantánea, además de garantizar altas prestaciones durante una mayor vida útil.

En general, las ventajas de las baterías de iones de litio las convierten en una opción excelente para una amplia gama de aplicaciones, pero la tecnología de iones de litio tiene algunos inconvenientes a tener en cuenta.

Las principales ventajas que presentan estas baterías son las siguientes:

- **Alta densidad energética:** Las baterías de iones de litio también tienen una alta densidad energética, lo que implica que pueden almacenar mucha energía en poco espacio. Esto se traduce en una mayor duración de la batería y tiempos de carga más rápidos en comparación con muchos tipos de baterías más tradicionales, con ventajas evidentes para sus operaciones.
- **Ventajas medioambientales:** Estas baterías pueden considerarse una solución ecológica para alimentar tanto dispositivos como los vehículos. No contienen metales pesados nocivos como el plomo o el cadmio, y la posibilidad de recargar la batería, unida a su ciclo de vida relativamente largo, implica menos residuos y menos

impacto en el medio ambiente. Sin embargo, esto tiene su contrapartida. Aunque ofrecen ventajas significativas respecto a las baterías tradicionales, el proceso de producción y los minerales utilizados hacen que no sean totalmente respetuosas con el medio ambiente.

- **Fiabilidad:** En este campo, las baterías de iones de litio destacan. En particular, las modernas tienen un bajo índice de autodescarga, lo que implica que pueden mantener la carga durante más tiempo, y una larga vida útil que permite más de cinco años de uso antes de tener que sustituirlas.

Sin embargo, estas baterías a pesar de sus ventajas también tienen inconvenientes que también se deben conocer:

- **Coste:** Para muchos, lo más importante es el coste y, en comparación con otros tipos de baterías, las de iones de litio son más caras. Esto provoca que estas baterías tengan una barrera en su adopción para muchas empresas. Una de las principales razones de su coste es el elevado precio de los materiales utilizados en su fabricación. También influye la complejidad del proceso de fabricación. A medida que crece la demanda de baterías de iones de litio, los fabricantes se esfuerzan por hacerlas más asequibles mejorando la eficiencia, reduciendo los residuos y desarrollando nuevos materiales que puedan producirse a menor coste. Así que, si las baterías de iones de litio no son una posibilidad con presupuesto actual, podrías incluirlas en estrategias futuras cuando sean más asequibles.
- **Mayor riesgo de incendio:** El desbordamiento térmico puede producirse cuando la célula se vuelve inestable, desencadenando una cadena de reacciones químicas que calientan rápidamente la batería y pueden provocar un incendio. Debido a la naturaleza de los materiales implicados, estos incendios pueden calentarse mucho y muy rápido, y son increíblemente difíciles de extinguir con los métodos tradicionales. Este riesgo implica costes adicionales inevitables como sistemas de extinción específicos, instalaciones de almacenamiento con protección térmica y formación especializada en seguridad.
- **Ciclos de carga limitados:** Las pilas de iones de litio son recargables, pero no son eternas. Si bien es cierto que las pilas deberían durar muchos años, llega un momento en que se desgastan. Cuanto más tiempo se usen, más se deteriora su

rendimiento y mayor será el riesgo de que la integridad de una batería se vea comprometida.

Una vez analizados las ventajas y desventajas de esta batería es bueno saber su valor en la red, para ello hay que ponerse en el punto de vista de almacenamiento a gran escala. Las baterías de ion-litio presentan uno de los parámetros técnicos que las sitúan como la tecnología dominante en el mercado actual. Su eficiencia de ciclo de ida y vuelta se sitúa en torno al 90% o 95% dependiendo de la química y las condiciones de operación.

Si hablamos de la vida útil de estas baterías, la variante LFP, pueden superar los 6000 ciclos de carga y descarga. Este valor se traduce a que la vida operativa que posee la batería es de entre 10 y 15 años si opera en condiciones de gestión adecuada.

El tiempo de respuesta de los sistemas BESS ante señales de control o perturbaciones es inferior a 100 milisegundos, lo que los convierte en la tecnología más rápida disponible para la prestación de servicios de regulación de frecuencia y control de tensión en tiempo real.

El despliegue masivo de estas baterías está directamente ligado a la drástica caída de sus costes en la última década. Según BloombergNEF, el precio del almacenamiento en baterías de ion-litio experimentó una caída de aproximadamente el 85% entre 2010 y 2018, impulsada fundamentalmente por el crecimiento del mercado del vehículo eléctrico y las economías de escala en fabricación.

Las predicciones apuntan a que estas tendrán una reducción de coste adicional y será de un 50% hacia 2030, lo que sitúa el coste de estas tecnologías en niveles cada vez más competitivos frente a las fuentes de generación convencional para la prestación de servicios auxiliares de red. Con esta reducción la batería de ion-litio se ha convertido en la tecnología BESS por defecto en prácticamente la totalidad de los nuevos proyectos de almacenamiento a gran escala desarrollados en España y Europa en los últimos años.

Por último, para entender la capacidad de estas baterías está el caso Hornsdale. Es el caso internacional más citado para ilustrar las capacidades de estas baterías usando la Hornsdale Power Reserve (HPR), ubicada en Australia Meridional y operada por Neoen con tecnología Tesla. La primera fase, de 100 MW / 129 MWh, entró en operación en diciembre de 2017 y demostró de forma empírica la capacidad de estas instalaciones para responder a

perturbaciones en la red, tardando 0,14s. Esto está muy por debajo del umbral de respuesta de cualquier central térmica convencional.

En diciembre de ese mismo año, cuando la central de carbón de Loy Yang sufrió una caída repentina de 560 MW, la HPR se activó automáticamente en milisegundos, estabilizando la frecuencia del sistema antes de que las centrales de respaldo convencionales pudieran responder.

Posteriormente se amplió hasta 150 MW / 193,5 MWh, la instalación incorporó el modo de máquina virtual de Tesla y esto permitió emular servicios de inercia que hasta el momento solo lo proporcionaban los combustibles fósiles y con ello se demostró que un BESS puede prestar servicios de estabilidad de red que van más allá de la simple regulación de frecuencia.

7.2.1.1.2. BATERÍAS DE FLUJO REDOX (VANADIO)

Estas baterías prometen ser una solución firme para disponer de energía renovable en días en que las condiciones climáticas no son favorables.

Las baterías de litio han sido imprescindibles en el ámbito del almacenamiento energético por su densidad energética y portabilidad, pero presentan un claro inconveniente y es que están limitadas por su ciclo de vida y por el impacto ambiental asociado a su extracción. En este contexto, surge el vanadio como una solución prometedora. A diferencia de las baterías de litio, las de vanadio utilizan electrolitos líquidos en lugar de electrodos sólidos, lo que elimina la degradación química asociada a los ciclos de carga y permite escalar la capacidad energética independientemente de la potencia. Esta configuración las hace especialmente adecuadas para aplicaciones de almacenamiento estacionario a gran escala.

Estas baterías usan vanadio (V), que es un elemento químico resistente y plateado con número atómico 23. Se utiliza en aleaciones para fortalecer y mejorar la resistencia al choque y a la corrosión de otros metales. Tiene aplicaciones en la industria química y en almacenamiento.

Las baterías de flujo de vanadio o BFV son un tipo de batería recargable que utiliza vanadio en diferentes estados de oxidación para almacenar energía. Estas están compuestas de dos tanques de solución líquida que se encuentran separados por una membrana. Al cargar y descargar la batería, el vanadio se oxida o se reduce, permitiendo que los electrones liberados

generen corriente eléctrica. Asimismo, estas baterías poseen flexibilidad y escalabilidad hacen que sean adecuadas para su integración en redes eléctricas modernas.

Este es el funcionamiento de las baterías de Vanadio [117]:

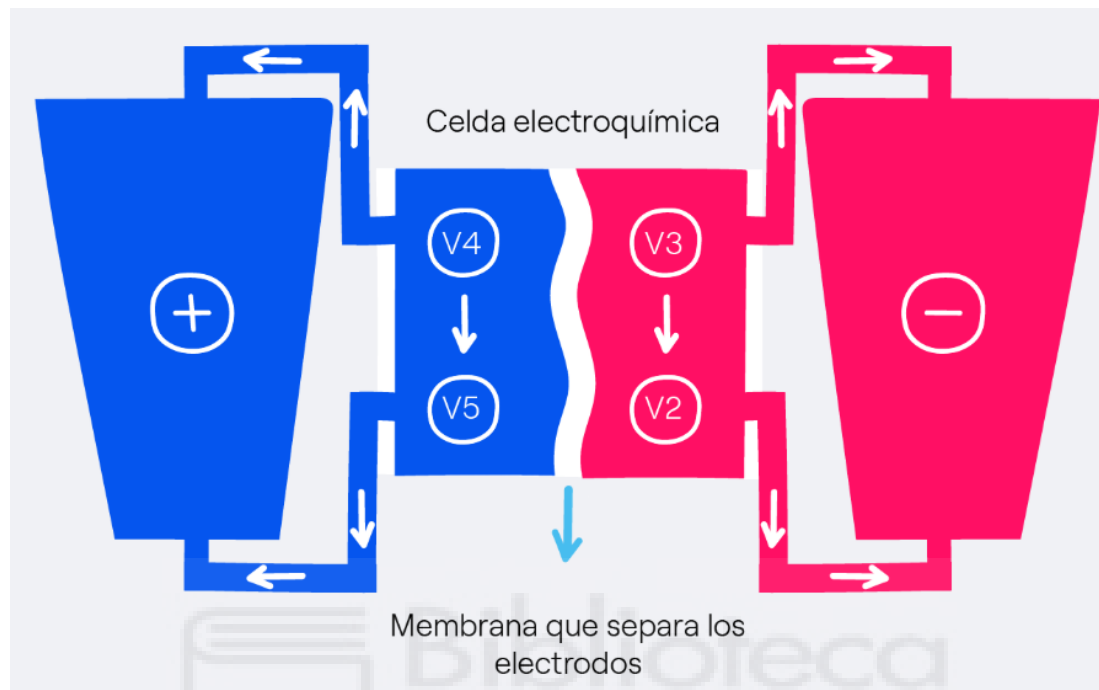


Figura 60. *Esquema funcionamiento batería de vanadio*. Fuentes: ENDESA. ¿Qué son las baterías de vanadio? Su importancia en la transición energética.

- 1) La batería recibe la energía que proviene del sol y del viento. Gracias a ella se carga.
- 2) La carga/descarga se produce cediendo electrones e intercambiando protones entre ambos tanques de electrolito de Va.
- 3) Las reacciones de oxidación y reducción en los stacks (o celda electroquímica) crean diferentes flujos eléctricos.
- 4) El anolito (fluido de Va en electrodo negativo) cede un electrón en la descarga de la batería, que absorbe el catolito (fluido de Va en electrodo positivo) a través del circuito eléctrico que se forma entre ambos. En la carga ocurre el proceso inverso.
- 5) Al ceder el electrón el anolito para equilibrar cargas, el ácido sulfúrico de su disolución cede un protón (H^+), que atraviesa la membrana y se transforma en agua en el catolito.

- 6) La energía conseguida en la celda electroquímica se almacena en los tanques gigantes para cuando sea necesaria. Esto aporta flexibilidad al sistema, porque tan solo con aumentar el tamaño o el número de tanques se incrementan las horas de almacenamiento.
- 7) En los días que no se dispone de recursos naturales, se puede seguir utilizando energía renovable gracias a la batería de vanadio.

Estas baterías poseen numerosas ventajas:

- **Vida útil:** Estas pueden llegar a superar los 20000 ciclos de carga y descarga sin degradación significativa del electrolito de vanadio por lo que poseen una vida útil excepcional, esto es visto a él vanadio no se consume en la reacción, solo cambia de estado de oxidación. Esto se traduce en una vida operativa de más de 20-25 años.
- **Desacople potencia-energía:** La potencia del sistema la determina el tamaño del stack de celdas electroquímicas, mientras que la energía la determina el volumen de los tanques de electrolito, permitiendo escalar ambos parámetros de forma independiente según las necesidades, algo imposible en baterías convencionales.
- **Seguridad:** Los electrolitos son soluciones acuosas, no inflamables, lo que elimina el riesgo de fuga térmica (thermal runaway) que sí existe en el ion-litio. No hay riesgo de incendio ni explosión.
- **Sin autodescarga cruzada:** Al estar los dos electrolitos en tanques separados, no existe contaminación cruzada entre ellos mientras el sistema está en reposo, lo que minimiza las pérdidas de almacenamiento en estado estacionario.
- **Reciclabilidad del electrolito:** El vanadio del electrolito puede recuperarse y reutilizarse completamente al final de la vida útil de la instalación, lo que reduce el impacto ambiental respecto al ion-litio.

Sin embargo, también poseen inconvenientes:

- **Densidad energética:** La densidad energética de las baterías de vanadio es inferior a las de ion-litio y esto implica mucho más espacio físico para almacenar la misma

cantidad de energía, lo que las hace poco viables en emplazamientos con limitaciones de superficie.

- **Coste:** El vanadio es un metal escaso y caro. Por lo que el coste de inversión por kWh instalado es actualmente superior al del ion-litio, aunque el coste de ciclo de vida puede ser competitivo gracias a su mayor longevidad.
- **Eficiencia de ciclo:** Su eficiencia de ida y vuelta se sitúa en torno al 70-80%, por debajo del 90-95% del ion-litio. Esto implica mayores pérdidas energéticas por ciclo.
- **Complejidad:** Es necesario el uso de bombas para hacer circular los electrolitos entre los tanques y el stack de celdas, añadiendo así componentes mecánicos móviles, consumo auxiliar y necesidades de mantenimiento que no existen en las baterías de estado sólido.
- **Temperatura:** El rendimiento se degrada a temperaturas muy bajas, y los electrolitos pueden precipitar fuera del rango operativo óptimo (típicamente 10-40°C), requiriendo sistemas de control térmico.
- **Tiempo de respuesta:** Aunque suficiente para muchas aplicaciones de arbitraje energético y gestión de carga, su velocidad de respuesta es inferior a la del ion- litio, lo que las hace menos adecuadas para servicios de regulación de frecuencia ultrarrápida.

Si hablamos a escala mundial, la instalación que mayor hace referencia para esta tecnología es la batería de flujo de vanadio de Rongke Power en Dalian (China), de 175 MW / 700 MWh, inaugurada en 2024 y considerada la mayor del mundo en su categoría.

La puesta en práctica de esta batería supuso un hito técnico y comercial para la tecnología de flujo de vanadio, debido a la demostración de su viabilidad a escala de red en sistemas con alta penetración de renovables y confirmando que el desacople de potencia-energía inherente a esta tecnología permite diseñar instalaciones de larga duración que no son accesibles con baterías de ion-litio convencionales.

La primera instalación de vanadio en España está ubicada en Mallorca en la planta de Son Orlandis y esta marca un hito en el desarrollo y adopción de esta tecnología en España.

La instalación en Baleares se ha llevado a cabo en una planta fotovoltaica, permitiendo combinar la producción de energía solar con un innovador sistema de almacenamiento de energía llamado VCHARGE±. Posee una potencia de 1,1 MW y una capacidad de 5,5 MWh.

El sistema de almacenamiento de Son Orlandis está formado por una batería que utiliza tecnología de flujo redox de vanadio con una gran adaptabilidad y capacidad. Esta tecnología es una solución segura y además de tener una vida útil casi infinita, también se puede reutilizar.

El vanadio tiene un papel crucial en la transición hacia un sistema energético más sostenible y resiliente. Las características de estas baterías, incluyendo su durabilidad, eficiencia y compatibilidad ambiental, las convierten en una tecnología clave para combatir el cambio climático.

Por último, en el contexto del sistema eléctrico español y de las lecciones que proporcionó el 28A, las baterías de flujo de vanadio se perfilan como una solución complementaria y no sustitutiva a las baterías de ion-litio.

Su aplicación más adecuada es para el almacenamiento de larga duración, en periodos de entre 4 y 12 horas, el arbitraje energético entre periodos de alta generación fotovoltaica y periodos de demanda punta, y la gestión de excedentes en zonas del sur peninsular con alta penetración de energía solar.

Mientras que el ion-litio destaca por su respuesta ultrarrápida para la regulación de frecuencia, el vanadio ofrece una solución más robusta y duradera para el almacenamiento masivo de energía renovable intermitente.

Con esto se contribuye a reducir los vertidos renovables y a garantizar el suministro en ausencia de generación síncrona suficiente, condición que estuvo en el origen del colapso del 28.

7.2.1.1.3. BATERÍAS DE SODIO AZUFRE

Estas baterías surgen para sustituir a las baterías de litio. Hoy en día se emplean principalmente en sectores como el del almacenamiento energético estacionario, se espera que en los próximos años empiecen a popularizarse también en el transporte, dado que cuentan con argumentos de gran peso frente a otras tecnologías.

Esta batería constituye una de las tecnologías de almacenamiento electroquímica a alta temperatura con mayor trayectoria en aplicaciones de red eléctrica a gran escala. Estas baterías fueron desarrolladas por Ford Motor Company en la década de 1960 pero fue posteriormente adquirida por la industria japonesa NGK Insulators, que desde el año 2002 es el único fabricante mundial que las comercializa para uso estacionario, lo que condiciona de forma determinante tanto su coste como su penetración en el mercado internacional.

El funcionamiento de estas baterías se basa en reacciones electroquímicas de oxidación y reducción entre dos electrodos en estado fundido. Por un lado, está el ánodo de sodio metálico líquido (Na) y el cátodo de azufre líquido (S). Ambos electrodos están separados por un electrolito sólido de cerámica de beta-alúmina, material que actúa simultáneamente como separador físico y como conductor selectivo de iones de sodio positivos (Na^+).

Durante la descarga, el sodio se oxida liberando electrones al circuito externo y iones Na^+ que atraviesan el electrolito cerámico para reaccionar con el azufre y formar polisulfuro de sodio (Na_2S_x).

Durante la carga, el proceso se invierte y así se recupera el sodio metálico y el azufre elemental. Para que ambos electrodos se mantengan en estado fundido y el electrolito de beta-alúmina sea conductor de iones, la batería debe operar en un rango de temperatura de entre 300 y 340 °C, lo que requiere sistemas de calentamiento auxiliares y un aislamiento térmico especializado.

En cuanto los parámetros técnicos en aplicaciones estacionarias son los siguientes:

- Eficiencia de ciclo de ida y vuelta entre el 75% y el 92% según las condiciones de operación.
- Densidad energética de entre 150 y 240 Wh/kg lo que es significativamente superior a la del vanadio y comparable a la del ion-litio.

- Vida útil de aproximadamente 4.500 ciclos de carga y descarga, y una duración de descarga típica de entre 6 y 8 horas, lo que las convierte en una solución orientada al almacenamiento de media-larga duración.

Las baterías de vanadio presentan las siguientes ventajas frente a las de litio:

- **Densidad energética:** Su densidad energética es mayor que la de las baterías de vanadio por lo que requiere menos espacio físico, lo que facilita su integración en subestaciones existentes con espacio limitado.
- **Materiales abundantes y económicos:** Tanto el sodio como el azufre son materiales ampliamente disponibles en la corteza terrestre y no tienen las tensiones geopolíticas asociadas al litio o el cobalto, lo que aporta mayor seguridad en la cadena de suministro y potencialmente menores costes de materias primas a largo plazo.
- **Adecuadas para larga duración:** Tienen una capacidad de descarga sostenida durante 6-8 horas y eso las hace especialmente aptas para el desplazamiento de energía entre el periodo de máxima generación solar y el periodo de demanda nocturna.
- **Sin autodescarga en reposo:** Cuando la batería se encuentra fría y fuera de operación, las reacciones electroquímicas no tienen lugar, eliminando las pérdidas por autodescarga propias de otras tecnologías.

Sin embargo, estas baterías también tienen inconvenientes para tener en cuenta al condicionar su despliegue:

- **Necesidad de alta temperatura:** Mantener los electrodos en estado fundido a 300-340 °C supone un consumo energético auxiliar permanente. Puesto que, si la batería se enfría por debajo de ese umbral, es necesario calentarla para poder operar.
- **Riesgo de ignición:** En caso de rotura del electrolito cerámico de beta-alúmina, el sodio y el azufre entran en contacto directo y pueden reaccionar de forma violenta. Este riesgo exige diseños de contención robustos y protocolos de seguridad específicos, encareciendo la instalación.

- **Monopolio de fabricación:** El hecho de que NGK Insulators sea actualmente el único fabricante comercial de estas baterías para uso estacionario limita la competencia. Esa limitación dificulta la reducción de costes por economías de escala y genera dependencia de un único proveedor, a diferencia del mercado del ion-litio donde compiten decenas de fabricantes.
- **Menor vida útil que el vanadio:** Con aproximadamente 4.500 ciclos frente a los más de 20.000 del flujo de vanadio, su coste por ciclo a lo largo de la vida útil es comparativamente menos favorable en aplicaciones de ciclos muy intensivos.

Si hablamos a nivel internacional, las instalaciones de NaS son más relevantes en Japón, donde TEPCO y NGK han desplegado múltiples sistemas para la regularización de carga en redes de distribución, tienen unidades individuales que llegan hasta 4 MW de potencia y 28,8 MWh de capacidad por ciclo.

En España, la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) dispone en su centro de Cubillos del Sil (León) de un sistema NaS de 1 MW / 5,8 MWh que está integrado en un proyecto piloto junto a baterías de ion-litio y de flujo de vanadio para el estudio comparativo de tecnologías de almacenamiento en combinación con generación fotovoltaica y producción de hidrógeno verde.

Si hablamos del contexto del sistema eléctrico español y las necesidades puestas en manifiesto por el apagón del 28A, las baterías NaS se les considera una opción complementaria para el almacenamiento de media-larga duración en instalaciones industriales o subestaciones de gran escala, donde la necesidad de gestionar volúmenes elevados de energía durante varias horas tiene más peso que la velocidad de respuesta. Sin embargo, su riesgo intrínseco a alta temperatura y la ausencia de competencia en la fabricación hacen que, en el horizonte 2025-2030, el ion-litio y el vanadio concentren la mayor parte del despliegue previsto en España.

7.2.1.2. SERVICIOS QUE PRESTAN A LA RED

Los sistemas de almacenamiento con baterías no solo son dispositivos pasivos de energía. Su verdadero valor en el sistema eléctrico es que son capaces de dar servicios activos de red que hasta el momento solo daban las centrales convencionales. Esta capacidad convierte esta tecnología en una herramienta de vital importancia para abordar los retos de estabilidad que plantea la integración masiva de generación renovable no síncrona, algo que el 28A expuso.

Para empezar las baterías pueden regular la frecuencia de la red, es el servicio de mayor impacto si hablamos del contexto del 28A. Esto se debe a que, ante una gran pérdida de generación, la frecuencia cae a una tasa determinada en función de la inercia disponible. Por lo que según la cantidad de inercia del sistema el sistema cae más o menos rápido, en el 28A como había poca inercia el sistema cayó muy rápido y no dejó el tiempo suficiente para que actúen los mecanismos de defensa.

Un BESS puede inyectar potencia activa en menos de 100 milisegundos desde la detección de la perturbación, amortiguando la desviación de frecuencia y ampliando la ventana de actuación del resto de recursos del sistema. Esta capacidad se demostró de forma empírica por la Hornsdale Power Reserve en Australia en 2017 con una respuesta de 0,14 segundos, es cualitativamente diferente a la de cualquier central térmica o hidráulica convencional, que requiere varios segundos o minutos para movilizar su potencia de reserva.

Otro de los servicios que presta, que está estrechamente relacionado con la regulación de frecuencia, es la inercia sintética. Los BESS equipados con inversores avanzados pueden programarse para emular el comportamiento inercial de un generador síncrono. De este modo, son capaces de responder a variaciones de frecuencia como si tuvieran masa rotacional.

Esta capacidad se denomina inercia sintética o virtual, limita el RoCoF ante perturbaciones y reduce la probabilidad de activación de los esquemas de deslastre de carga por subfrecuencia. Si hablamos en el contexto del 28A, donde la frecuencia estaba por debajo de lo recomendado por lo que la disponibilidad de inercia sintética habría reducido significativamente la velocidad de propagación del apagón.

Además, los BESS pueden contribuir activamente a la estabilización de la tensión en los nudos de la red en donde se instalen y esto lo hacen mediante el control de potencia reactiva a través de sus inversores.

Este servicio, en el 28A hubiera ayudado bastante dado que fue un evento caracterizado por la escalada incontrolada de la tensión ante la pérdida de generación que absorbía reactiva. Un BESS correctamente configurado es capaz tanto de absorber como de inyectar potencia reactiva de forma dinámica en respuesta a señales del operador del sistema o de forma autónoma mediante algoritmos de control local, con ello pueden ser capaces de sustituir a los generadores síncronos convencionales.

La actualización del Procedimiento de Operación P.O. 7.4 en junio de 2025, que permite a las instalaciones renovables y con ello se incluye a los BESS a participar en el control dinámico de tensión mediante seguimiento de consigna, formaliza este servicio en el marco regulatorio español.

Uno de sus servicios más útiles es el arbitraje energético consiste en almacenar energía durante los periodos de alta generación renovable y baja demanda, normalmente en las horas centrales del día que es cuando la fotovoltaica es máxima, y así luego la libera en periodos de demanda punta o cuando haya poca generación renovable. Con esto se puede reducir el vertido de energía renovable, así como mejorar la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas y eólicas y también contribuye a aplanar la curva de demanda neta, mitigando el efecto duck curve que obliga a movilizar grandes rampas de generación síncrona en las horas de transición.

En el sistema eléctrico español, los vertidos renovables se han multiplicado en los últimos años como consecuencia de la saturación de la red en determinadas zonas, este servicio tiene un impacto económico directo en la reducción de restricciones técnicas y su coste superó los 1000 millones de euros en los primeros meses de 2026.

Además, los BESS pueden actuar como reserva de potencia activa disponible en tiempo real para así cubrir la pérdida imprevista de una unidad generadora. Esta función es especialmente valiosa en el sistema ibérico dado su bajo nivel de interconexión con

Europa, que limita la capacidad de importar potencia de emergencia desde los sistemas vecinos.

En el momento del 28A, el margen de seguridad disponible en la red de 220 kV era de 1.019 MW, mientras que las desconexiones en cascada superaron los 1.615 MW, dejando al sistema sin capacidad de respuesta. La disponibilidad de reserva rápida en forma de BESS distribuidos geográficamente en las zonas de mayor vulnerabilidad, más particularmente el sur peninsular se habría podido interrumpir esa cascada en sus fases iniciales.

Por último, en lo que respecta los servicios de las BESS, es la capacidad de arranque en negro (black start). Los BESS de gran capacidad tienen la capacidad de restablecer el suministro sin necesidad de energía externa. Es una función que en un sistema convencional recaería sobre un número limitado de centrales hidráulicas y algunas centrales de ciclo combinado especiales. Si aparte de esas se añadieran los BESS, el tiempo de reposición se reduciría y el restablecimiento del sistema sería más rápido y descentralizado.

7.2.1.3. MARCO REGULATORIO Y OBJETIVOS EN ESPAÑA

El desarrollo del almacenamiento de energía con baterías en España ha provocado una transformación regulatoria a raíz del 28A, dado que el evento fue la prueba de que las medidas legislativas y operativas avanzaban a un ritmo insuficiente respecto a los objetivos fijados. El marco normativo vigente se articula en torno a los siguientes instrumentos principales.

7.2.1.3.1. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2023-2030

El PNIEC establece el marco estratégico de la transmisión energética española y fija como objetivo alcanzar el 81% de generación eléctrica renovable en 2030. Para hacer viable ese objetivo desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, este plan prevé conseguir una capacidad de almacenamiento total de 22,5 GW en 2030, combinando baterías electroquímicas, bombeo hidroeléctrico y almacenamiento térmico asociado a la solar termoeléctrica.

En el momento del apagón, en España se contaba aproximadamente con 7 GW de almacenamiento instalado y en su mayor parte era almacenamiento hidráulico por bombeo y esto evidencia un retraso significativo en el despliegue de nuevas capacidades de almacenamiento respecto al ritmo necesario para cumplir el objetivo de PNIEC.

Según el informe EY Infrastructure Compass 2025, España es el segundo país del mundo en desarrollo de proyectos de almacenamiento con baterías, con 16 GW proyectados hasta 2030, equivalentes al 29% del total mundial estimado.

7.2.1.3.2. REAL DECRETO 997/2025, DE 5 DE NOVIEMBRE

Como respuesta directa al evento del 28A, el Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, publicado en el Boletín Oficial del Estado el 6 de noviembre de 2025.

Con esta norma, se declara al sistema eléctrico como servicio esencial de interés económico general y se tiene como objetivo principal reforzar la resiliencia, robustez y estabilidad del sistema eléctrico, con un enfoque central en la aceleración del almacenamiento energético y sus medidas más relevantes son las siguientes:

- Establece la exención de evaluación de impacto ambiental simplificada para los módulos de baterías hibridados dentro de la poligonal de un proyecto renovable ya evaluado ambientalmente y con Declaración de Impacto Ambiental favorable. Esta medida desbloquea decenas de proyectos que estaban paralizados por la duplicidad de trámites ambientales.
- Declara como urgentes por razón de interés públicos los proyectos de almacenamiento hibridado y esto conlleva una reducción a la mitad de los plazos de tramitación administrativa establecidos en el Real Decreto 1955/2000.
- Introduce una definición técnica precisa de potencia instalada para módulos de almacenamiento electroquímico eliminando ambigüedades que dificultan la tramitación de autorizaciones.
- El decreto establece mandatos explícitos a la CNMC y a Red Eléctrica para que en un plazo de tres meses elaboren informes sobre el cumplimiento de las obligaciones de control de tensión, y en nueve meses completen un plan extraordinario de inspección de capacidades de reposición del servicio.

7.2.1.3.3. ACTUALIZACIÓN DEL P.O. 7.4

La actualización del P.O. 7.4 fue la respuesta regulatoria más inmediata al 28A: aprobada el 12 de junio de 2025, apenas seis semanas después del colapso, estableció nuevas exigencias de control de tensión para las instalaciones renovables que operaban hasta entonces con inversores grid-following en modo de factor de potencia fijo.

En esta actualización se introduce la habilitación de instalaciones de generación renovable y almacenamiento, en donde se incluye a los BESS, para que estos también participen en el centro dinámico de la tensión mediante seguimiento de consigna en tiempo real, en lugar del modo de factor de potencia fijo que es lo que se tenía hasta el momento del apagón.

La implementación de esta nueva norma se terminó el 17 de marzo de 2026 dotando al sistema de una capacidad de control de tensión distribuida que no existía en el momento del colapso.

7.2.1.3.4. RESOLUCIÓN DCOOR/DE/008/25 DE LA CNMC

En octubre de 2025, la CNMC aprobó la resolución DCOOR/DE/008/25, que introdujo medidas de urgencia adicionales para contener las variaciones bruscas de tensión detectadas en el sistema tras el apagón.

Entre estas medidas se destacan la obligación de las instalaciones renovables de realizar sus transiciones de potencia de 0% a 100% en un mínimo de 15 minutos y a la limitación de las rampas de producción para evitar variaciones bruscas de la inyección de potencia activa a la red.

Estas medidas al principio fueron criticadas por parte del sector dado que se consideraban insuficientes para resolver el problema estructural del control de tensión, pero representan la primera respuesta regulatoria operativa ante la nueva realidad dinámica del sistema.

7.2.1.3.5. INFORME RECOMENDACIONES DE LA CNMC PRO/CNMC/001/26

En marzo de 2026, la CNMC publican su informe de recomendaciones PRO/CNMC/001/26, que constituye el documento regulatorio más completo elaborado hasta la fecha sobre las lecciones del 28A.

En materia de almacenamiento, el informe subraya la necesidad de acelerar el despliegue de BESS con capacidad de control dinámico de tensión, de mejorar la perceptibilidad de las instalaciones de autoconsumo por debajo de 1 MW, que en el momento del 28A eran completamente invisibles para el operador del sistema, y de adaptar los marcos regulatorias para reconocer y remunerar adecuadamente los servicios de red que pueden prestar los sistemas de almacenamiento, más allá del simple arbitraje energético.

7.2.1.3.6. FINANCIACIÓN PÚBLICA Y PERSPECTIVAS

En el plano de financiación pública, el Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico ha presentado 143 proyectos de almacenamiento los cuales recibirán 839,7 millones de euros con cargo a fondos FEDER, con una capacidad de 2.400 MW y 8.900 MWh.

A estas ayudas se suma las obtenidas por los principales operadores privados como Iberdrola que obtuvo más de 170 millones de euros en financiación para proyectos de baterías, almacenamiento térmico y bombeo, mientras que inversores internacionales como KKR y Galp han comprometido recursos significativos en proyectos de almacenamiento en la Península Ibérica.

El valor del segmento almacenado en España ha pasado de 417 millones de dólares en 2019 a superar los 2.100 millones para 2029, consolidando al país como uno de los mercados de almacenamiento con mayor dinamismo en Europa.

En España hay 13 proyectos de almacenamiento con baterías, con una potencia total de 222 MW y una capacidad de para almacenar 478 MWh:

- 10 proyectos hibridados con solar en las FV de Carpio (Toledo); Picón I, Picón II Picón III y La Nava (Ciudad Real), Tabernas I y II (Almería) y El Encinar, Naipes y Naipes II (Badajoz).

- 2 proyectos híbridos en Canarias con baterías en la FV de El Escobar I y la eólica de Piletas.
- 1 sistema con baterías stand alone en Vigo (Pontevedra), conectado directamente a la red.

7.2.1.4. COMO COMPLEMENTAN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las Centrales híbridas, con energías renovables combinadas con sistemas de almacenamiento, para proporcionar energía sostenible y fiable.

La transición energética tiene por objeto que el sistema eléctrico funcione totalmente con fuentes renovables. Sin embargo, este objetivo se ha enfrentado hasta ahora con una cuestión de fondo: la discontinuidad y la intermitencia de las fuentes naturales para generar energía eléctrica. Estos problemas se deben a que las energías renovables como la solar y la eólica dependen de factores externos que no se pueden controlar y debido a que el sistema para funcionar necesita que se asegure en cada instante el equilibrio exacto entre la entrada y la salida de energía por el momento no es posible hacer un sistema 100% renovable.

Para lograr este objetivo la solución a la que se puede recurrir con mayor facilidad en los sistemas de almacenamiento, una tecnología ya trabajada desde hace algunos años y que ha conllevado la realización de diferentes centrales de almacenamiento.

Uno de los factores que han contribuido a acelerar la implantación de baterías es el abaratamiento de sus costes tecnológicos. Según BNEF, el coste de las baterías de ion- litio un 89% entre 2010 y 2021.

Aunque la situación geopolítica desde mediados del 2021 hasta 2022 supuso un encarecimiento motivado principalmente por la subida de las materias primas, desde principios de 2023 los costes han vuelto a bajar significativamente y se ha retomado la tendencia a bajar.

La instalación de los BESS, es decir, de los sistemas de almacenamiento de energía en batería, en las centrales renovables. Permitiría almacenar la energía producida y entregarla a la red cuando sea necesario y permitir el funcionamiento del sistema eléctrico también en ausencia

de centrales termoeléctrica. Además, se reduciría la intermitencia dado que, por ejemplo, la energía solar que no produce por la noche, se podría almacenar la energía por el día y así usarla durante el periodo nocturno suavizando la curva de demanda neta y reduciendo tanto los vertidos renovables como la necesidad de arrancar ciclos combinados en modo de respaldo. Con ello se reduciría tanto la intermitencia como el fenómeno duck curve.

También se produciría una reducción de vertidos renovables. En España en los últimos años hay un crecimiento muy acelerado de la capacidad instalada fotovoltaica y eólica que no ha sido acompañado al mismo ritmo por el refuerzo de la red de transporte ni por el despliegue de almacenamiento. Esto ha generado situaciones recurrentes de saturación en determinados nudos de la red, especialmente en el sur peninsular, donde la concentración de generación solar es máxima.

Cuando la red no puede evacuar toda la energía generada, el operador ordena restricciones técnicas que obligan a reducir o desconectar instalaciones renovables, desaprovechando energía limpia ya producida y penalizando económicamente a los generadores. Por lo que el almacenamiento con baterías en los propios nudos congestionados permitiría absorber esos excedentes localmente y aplazar su inyección a la red hasta que el margen de capacidad lo permita y reducir así la frecuencia e intensidad de las restricciones técnicas, mejorando simultáneamente la rentabilidad de las instalaciones renovables y la eficiencia del sistema.

Cada megavatio de generación fotovoltaica o eólica que se inyecte a la red reemplaza a un generador síncrono provocando que el sistema carezca de inercia y esto hace que el sistema sea más frágil ante perturbaciones.

Los BESS equipados con inversores de formación de red (grid-forming) pueden emular la respuesta inercial de los generadores síncronos que desplazan, manteniendo la estabilidad dinámica del sistema sin necesidad de mantener en operación centrales térmicas de respaldo a bajo rendimiento. Esta función es especialmente relevante en el horizonte 2025-2030, cuando el cierre progresivo de centrales de carbón y el debate sobre el futuro de la energía nuclear amenacen con reducir aún más el stock de inercia síncrona disponible en el sistema español.

Con ello las baterías serían una solución destinada a dar una respuesta definitiva a quien sigue teniendo dudas sobre la fiabilidad de las energías renovables y cuestiona la posibilidad de tener sistemas eléctricos 100% verdes.

7.2.1.5. BATERÍAS RECICLADAS DE GDV

El reciclaje de baterías de ion-litio se ha convertido en un elemento estratégico dentro del ecosistema del almacenamiento energético por varias razones de peso.

En primer lugar, el reciclaje de baterías sirve para poder recuperar materiales críticos como el litio, cobalto, níquel y manganeso. Estos materiales se obtienen a partir de la extracción minera que genera una elevada huella ambiental y una fuerte dependencia geopolítica de países tercero, los principales son Asia y África.

En segundo lugar, el reciclaje reduce significativamente el coste de fabricación de nuevas celdas al incorporar materiales secundarios de alta pureza en lugar de materia prima virgen y esto contribuye directamente a abaratar el precio final de los sistemas BESS y con ello se busca acelerar su despliegue.

En tercer lugar, la normativa europea UE 2023/1542 establece que a partir de 2025 las tasas de reciclaje de baterías deben alcanzar el 70%, y que desde enero de 2027 todas las baterías comercializadas en la Unión Europea deberán incorporar materiales reciclados y ser gestionadas por operadores europeos de residuos, lo que convierte la industria del reciclaje de baterías en un sector de obligado desarrollo para garantizar la soberanía tecnológica europea frente a la dependencia de las cadenas de suministro asiáticas.

En este ámbito destaca GDV, empresa alicantina fundada en 2021 por Germán Agulló y Óscar Bárcenas, que ha desarrollado el primer modelo integrado de economía circular completa para baterías de ion-litio en Europa. Esta empresa inició su actividad en una empresa emergente de reparación de baterías en un taller en el barrio de Carolinas para el servicio posventa de movilidad eléctrica. Sin embargo, en apenas 4 años paso de eso a ser el mayor centro de gestión de residuos de baterías de ion de litio y refabricación de baterías de España.

Esta empresa sigue el modelo Circular Factory en donde se concluyen las 3R: reducir, reutilizar y reciclar. Convirtiéndose así en la primera empresa del mundo en integrar en una sola compañía todo el proceso completo de reciclaje de baterías.

La empresa GDV se especializa en la gestión de residuos de baterías de ion de litio, transformando las baterías al final de su vida útil en nuevos sistemas avanzados de almacenamiento energético. A través de un riguroso proceso de diagnóstico y clasificación, se identifican las celdas que conservan al menos un 80% de su vida útil y una capacidad funcional superior al 95%.

Estas unidades electroquímicas son seleccionadas para la remanufacturación de baterías para flotas de fabricantes de vehículos eléctricos (Re-Factory), o bien, para su integración en soluciones de alto rendimiento, como las megabaterías modulares G·ONE y sus correspondientes módulos M·ONE, diseñados para aplicaciones de gran escala, comercial y próximamente una nueva línea residencial a través de distribuidores (Re-Use).

En cuanto a su dimensión operativa, GDV dispone actualmente de tres sedes en Alicante que suman aproximadamente 7.000 metros cuadrados de instalaciones:

- 1) La nave original del Vivero Municipal de Empresas Príncipe Felipe donde se fundó la compañía.
- 2) La instalación en el Puerto de Alicante orientada al suministro de energía eléctrica a buques.
- 3) Una fábrica dedicada al reciclaje de baterías en el polígono industrial de Las Atalayas, con una plantilla de más de 50 trabajadores. Esta última planta, reconocida como actuación prioritaria por el Ayuntamiento de Alicante y la Generalitat Valenciana en 2023 y 2024 respectivamente, cuenta con la autorización R0404 de la Conselleria de Medio Ambiente para la preparación y reutilización de residuos de baterías de litio, siendo según la propia empresa la planta con mayor capacidad de gestión de este tipo de residuo en España, con cerca de 4.000 toneladas anuales, y una de las tres más grandes en operativa a nivel europeo.

De cara al futuro, GDV tiene proyectada la construcción de una gigafactoría circular que requeriría unos 30.000 metros cuadrados de superficie, con una inversión prevista de más de 20 millones de euros y la creación de 400 empleos, con el objetivo de alcanzar una capacidad de almacenamiento de 2 GW de energía al año, posicionando a Alicante como referente europeo en esta industria.

Más allá de la reutilización, GDV aborda integralmente la gestión del residuo mediante técnicas de reciclaje avanzado. Las celdas no aptas son sometidas a un proceso de trituración, dando lugar a la masa negra o blackmass, una mezcla concentrada de compuestos valiosos. A partir de este material se recuperan metales estratégicos como el cobalto, níquel, manganeso, litio y cobre, esenciales para la fabricación de nuevas baterías y con aplicación a otros sectores industriales. Este enfoque garantiza un aprovechamiento máximo de los recursos, reduciendo la dependencia de materias primas vírgenes y contribuyendo a la sostenibilidad del sistema energético.

El reciclaje de baterías lo hace mediante los siguientes pasos:

1. **Recepción y diagnóstico:** La planta operativa en Alicante es el primer paso en la cadena del residuo para revalorizar las celdas de las baterías de litio, evitando que se trituren aquellas a las que se les puede dar una segunda vida. Lo hace mediante un software de MyBattery que es único, este realiza una trazabilidad completa de las baterías, anticipándose a las normativas europeas futuras y ofrece a los clientes una visión detallada del estado de sus baterías.
2. **Reacondicionamiento con tecnología patentada:** Gracias a su proceso patentado, son capaces de recuperar baterías entre el 90 y el 95% de su capacidad inicial, con un 80% de vida útil restante, y reducir los costes de reparación hasta un 80%. Con sus métodos logran evitar que se trituren entre 0,6 y 1,2 toneladas de litio al día, y su plan es ofrecer la recomposición de estas piezas en tan solo 72 horas.
3. **Segunda vida de las celdas:** Una vez acondicionadas, GDV traslada las baterías a otra planta para incorporarlas al proceso de fabricación de nuevas baterías, o para emplearlas en la producción de sus propias megabaterías G-ONE, diseñadas para almacenamiento energético industrial.
4. **Separación de componentes y reciclaje final:** Durante el proceso también se produce la separación de todos los componentes de la batería, lo que permite el reaprovechamiento del litio. Esto encaja con la normativa europea UE 2023/1542, que exige tasas de reciclaje del 70% a partir de 2025.

GDV es una empresa que busca darles a las baterías una vida completa antes de llegar al reciclaje inicial, maximizando el valor de cada batería.

Algo a destacar de la empresa es la G·ONE, es una megabatería de almacenamiento energético industrial desarrollado por GDV a partir de las celdas NMC reutilizadas, con una capacidad de 7 MWh. Esta actúa como un gran depósito de electricidad que es capaz de almacenar energía cuando hay excedente como puede ser en un momento de alta penetración de energía solar o eólica pero además es capaz de liberarla de forma ultra rápida cuando la red lo necesita.

Esta tecnología permite ofrecer servicios esenciales para la estabilidad de la red eléctrica ya sea mantener la frecuencia constante, estabilizar la tensión y compensar la falta de inercia que generan las energías renovables. Asimismo, al estar fabricada íntegramente con celdas recicladas, G·ONE consolida un modelo de economía circular en el sector energético, impulsando soluciones sostenibles e innovadoras que refuerzan la independencia tecnológica de España en materia energética.

La primera unidad G·ONE fue inaugurada el 18 de octubre de 2024 en el Puerto de Alicante durante la primera Cumbre Euromediterránea de la Batería, convirtiéndose en la primera megabatería de almacenamiento energético instalada en una infraestructura portuaria española. Está destinada a alimentar instalaciones e infraestructuras del puerto, así como al suministro de energía a buques atracados, en combinación con una planta fotovoltaica de 1 MW proyectada que generará aproximadamente 1.600.000 kWh al año. La Autoridad Portuaria de Alicante ha previsto instalar un total de tres unidades G·ONE en el recinto portuario, lo que permitirá evitar la emisión de unas 590 toneladas de CO₂ al año, equivalente a la plantación de 22.500 árboles en el mismo periodo.

Este despliegue en infraestructura crítica constituye el primer caso de uso real de megabaterías fabricadas a partir de celdas recicladas en España, validando el modelo circular de GDV en condiciones de operación real y abriendo la puerta a su replicación en otros puertos y grandes consumidores industriales.

7.2.1.6. BATERÍAS DE CLASIFICACIÓN C

En el diseño de las BESS para la prestación de servicios auxiliares de red, hay un parámetro térmico muy determinante que es la tasa C. Esta tasa define la velocidad a la que una batería puede entregar o absorber energía en relación con su capacidad máxima.

Es una magnitud crítica en el contexto de las soluciones propuestas tras el 28A, puesto que los diferentes servicios que un BESS debe prestar a la red que van desde la regulación de frecuencia ultrarrápida hasta el arbitraje energético de larga duración. Para cumplir estos servicios se necesitan tasas C muy diferentes.

Por ello es necesario saber dimensionar las baterías debido a que de lo contrario se puede dar el caso de que un sistema de almacenamiento no sea capaz de responder con la velocidad requerida ante una perturbación o bien que su vida útil se deteriore rápidamente por operar fuera de sus condiciones de diseño.

La capacidad de una batería generalmente está clasificada y etiquetada a una velocidad de 3C y esto significaba que la batería se encuentra completamente cargada con una capacidad de 100 Ah y se descarga a una tasa C de 1C y proporcionará 100 amperios durante una hora y si se descarga a una tasa de 0,5 C, proporcionará 50 amperios durante 2 horas.

Es muy importante conocer la tasa C, puesto que con la mayoría de las baterías la energía almacenada disponible depende de la velocidad de las corrientes de carga y descarga.

Esto se puede ver en la tabla:

Tipo de batería	Corriente	Tiempo de descarga	Uso típico
0,05C	Muy baja	20 horas (descarga lenta)	Medición de capacidad
0,1C	Baja	10 horas (descarga estándar)	Baterías plomo-ácido
0,2C	Moderada	5 horas (descarga moderada)	Vehículos eléctricos
0,5C	Media-Baja	2 horas (descarga semi-lenta)	Portátiles y Tablets
1C	Nominal	1 hora (descarga completa)	Herramientas portátiles
2C	Alta	30 minutos (descarga rápida)	Drones, carga rápida
5C+	Muy Alta	<12 min (descarga intensa)	Arranques motores, F1

Esta es la curva de descarga:

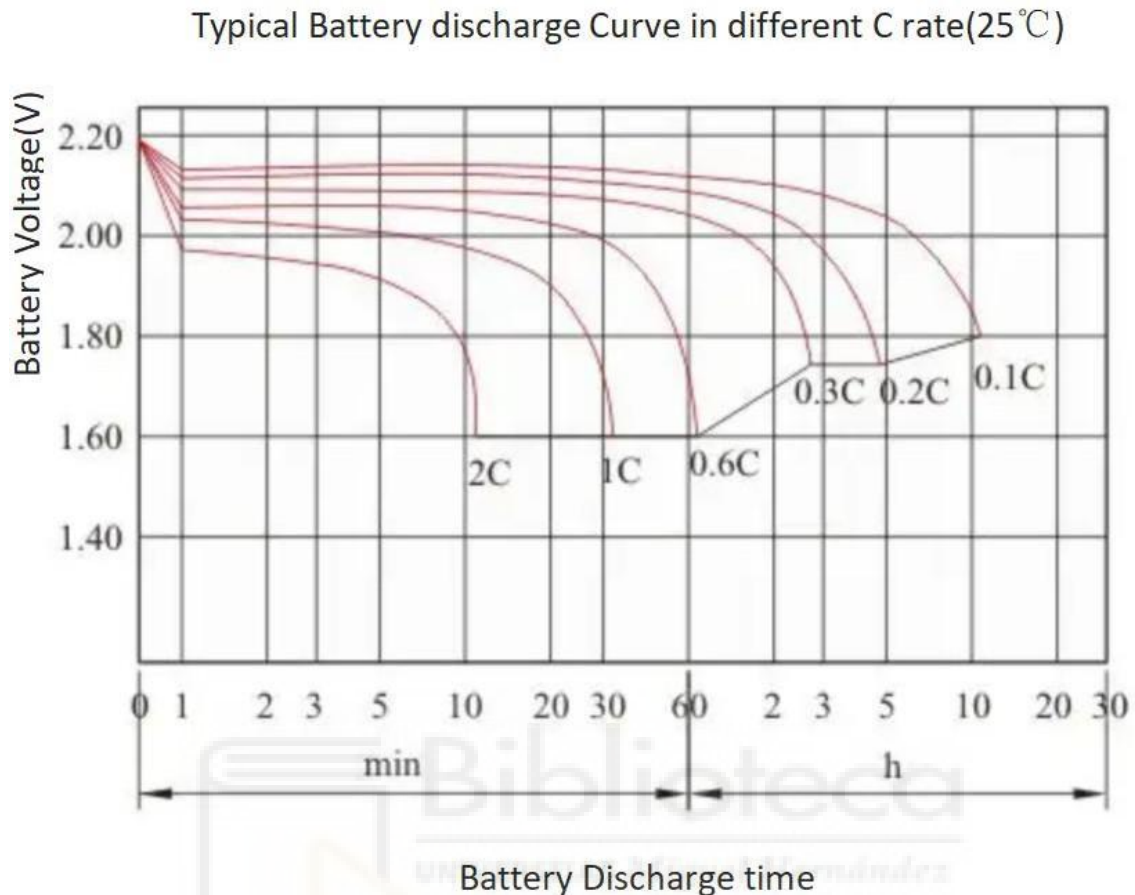


Figura 61. *Gráfica de descarga de baterías*. Fuente: HigonSOLAR. ¿Cuál es la clasificación C de la batería?

Es primordial saber el tipo de batería dado que su saber velocidad, en muchas aplicaciones, es muy importante.

Si se trasladan estos conceptos al ámbito de los sistemas BESS para la red eléctrica, los servicios de regulación de frecuencia requieren tasas de descarga de entre 0,5C y 1c durante periodos breves. Esto permite una respuesta útil en un rango de segundos o milisegundos sin comprometer excesivamente la vida útil de las celdas.

En cambio, el arbitraje energético, que consiste en cargar durante horas de excedente fotovoltaico y descargar durante la demanda punta, opera típicamente a tasas de entre 0,1C y 0,2C durante varias horas, maximizando la eficiencia del ciclo y minimizando la degradación de las celdas.

Si hablamos de servicios de arranque en negro o respaldo ante contingencias severas, se necesitarían baterías 2C durante periodos muy cortos. Éste es un trade-off fundamental en el diseño de BESS. Esto es debido a que operar sistemáticamente a tasas C elevadas acelera la degradación electroquímica de las celdas, reduce el número de ciclos de vida útil y eleva el coste por kWh almacenado a lo largo de la vida del proyecto.

Por todo, esto los sistemas BESS destinados a servicios de red en España se diseñan habitualmente con un margen de potencia superior a la capacidad nominal de operación, permitiendo entregar las tasas C altas que ciertos servicios exigen sin comprometer la longevidad del sistema.

La clasificación de la batería depende de dos limitaciones que indican la velocidad en la que se puede cargar una batería:

- 1) **Calentamiento térmico:** Este se produce porque la resistencia interna de la batería genera un calor excesivo, que debe ser disipado al medio ambiente.
- 2) **Limitaciones de transferencia de masa:** La carga rápida en baterías de iones de litio está limitada por la incapacidad de disipar el calor generado y, principalmente por la limitación de transferencia de masas de los iones Li^+ . Aunque los electrodos tengan una gran superficie, el agotamiento de los iones en el electrolito cerca del ánodo crea una corriente de difusión límite; si se intenta superar este umbral, se desencadena la descomposición del disolvente y un calentamiento excesivo que deteriora irreversiblemente la vida útil de la batería.

La tasa C define la velocidad de carga y descarga de una batería: una tasa C/1 implica una carga o descarga completa en una hora, mientras que C/2 lo hace en dos horas y 2C en treinta minutos.

La tasa C es una información o dato importante para cualquier batería; si una batería recargable se puede descargar con esa calificación C, una batería de 100 Ah proporcionará aproximadamente 100 A, entonces la batería tiene una tasa de descarga de 1 C. Si la batería solo puede proporcionar una corriente de descarga máxima de aproximadamente 50 A, entonces la tasa de descarga de la batería es $50 \text{ A} / 100 \text{ Ah} = 0,5 \text{ C}$.

Velocidad C (C) = corriente de carga o descarga en amperios (A) / capacidad nominal de la batería (Ah)

Por lo tanto, calcular la clasificación C es prioritario para cualquier usuario de batería y se puede utilizar para derivar la corriente, potencia y energía de salida mediante:

- $Cr = I/Er$
- Er = Energía nominal almacenada en Ah I = Corriente de carga/descarga en A
- Cr = tasa C de la batería
- t = duración de carga/descarga.
- Calcular el tiempo de carga y descarga. $t = Er/I$

En definitiva, la tasa C no es un parámetro puramente técnico de caracterización de baterías, sino una variable de diseño con implicaciones directas sobre la capacidad de un BESS para contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico.

En el caso español, y a la luz de los informes técnicos sobre el 28A, los futuros sistemas de almacenamiento que se despliegue en las zonas de mayor vulnerabilidad, particularmente el sur peninsular que fue donde la inercia equivalente cayó hasta 1,3 segundos antes del colapso, deberán estar dimensionados para proporcionar tasas C suficientes para regular la frecuencia y la tensión en tiempos de respuesta inferiores a 100 milisegundos, condición que como se ha visto en el caso Hornsdale es perfectamente alcanzable con tecnología de ion-litio correctamente diseñada.

La selección de la química de celda, la gestión térmica y el sistema de control del BESS deben por tanto tener en cuenta la tasa C requerida por cada servicio de red como criterio de diseño prioritario, al mismo nivel que la capacidad energética total o la vida útil expresada en ciclos.

7.2.2. ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO POR BOMBEO

El almacenamiento hidráulico por bombeo es una tecnología de almacenamiento energético a gran escala más madura y extendida del mundo. Su misión principal consiste en almacenar el agua en los momentos de menor demanda y aprovecharla para generar energía en las horas de mayor consumo.

Según la Agencia Internacional de la Energía, las centrales hidroeléctricas de bombeo representan más del 90% de la capacidad de almacenamiento energético de la Unión Europea, lo que refleja su posición dominante como solución de referencia para la gestión de excedentes renovables y la garantía de suministro en sistemas eléctricos con alta penetración de energía renovable con generación variable.

En el ámbito del almacenamiento hidráulico, en el contexto histórico español y de las lecciones que el 28A dejó, se puede considerar al bombeo hidráulico como una solución complementaria e imprescindible a los sistemas BESS. Puesto que esta tecnología aporta una capacidad de almacenamiento de larga duración y una generación síncrona con inercia rotacional que las baterías no pueden proporcionar solas.

7.2.2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Las centrales hidroeléctricas de bombeo cuentan con dos embalses a distinta altura que permiten almacenar agua aprovechando los momentos en los que la demanda energética es menor que la oferta de producción renovable.

Este es el aspecto de una:



Figura 62. *Central hidroeléctrica de bombeo.* Fuente: Iberdrola. ¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?

- 1) **Exceso de energía renovable:** Cuando la generación de energía renovable no gestionable (fotovoltaica o eólica, que tiene que consumirse cuando se genera) es superior a la demanda eléctrica, la central de bombeo se pone en marcha para aprovechar esa energía sobrante. Con ello se logra reducir los vertidos de renovables y se aprovechan al máximo las mismas.
- 2) **Bombeo de agua:** Mediante bombas hidráulicas, se impulsa el agua almacenada en el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de una tubería forzada y una galería de conducción.

- 3) **Regulación del sistema hidráulica:** Se controla la presión del agua durante el bombeo y evitar sobrepresiones, algunas centrales cuentan con una chimenea de equilibrio o sistemas de válvulas reguladoras.
- 4) **Almacenamiento en el embalse superior:** El agua bombeada se acumula en el embalse superior, que actúa como un gran depósito de energía potencial listo para ser utilizado cuando se necesite generar electricidad.
- 5) **Listo para el generar energía:** Una vez que el agua está almacenada, la central puede permanecer parada hasta que el sistema eléctrico requiera más energía. En ese momento, el flujo se invierte y la instalación actúa como una central hidroeléctrica convencional.

7.2.2.2. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

España cuenta con 18 centrales hidroeléctricas de bombeo que suman una potencia instalada de aproximadamente 6 GW, siendo actualmente es la tecnología de almacenamiento dominante en el sistema eléctrico español.

A finales de 2025, según datos de REE, la potencia instalada de centrales de bombeo ascendía a 3.331 MW en el sistema peninsular frente a los 96 MW de almacenamiento en baterías, esto evidencia la enorme preponderancia del bombeo hidráulico en el mix de almacenamiento español. La Comunidad Valenciana concentra la mayor actividad de bombeo puro del país, con 3.256 GWh integrados durante 2025, coincidiendo con su elevada capacidad de generación fotovoltaica.

Entre las centrales más destacadas se entran las siguientes:

- **La Muela II:** Esta es la mayor hidroeléctrica de bombeo de Europa, está situada en la Comunidad Valenciana, en el embalse de Cortes de Pallás, Valencia, en la margen derecha del río Júcar. Su capacidad instalada alcanza los 853,6 MW de potencia nominal en las turbinas y los 767,8 MW en bombeo. Esto es suficiente para atender el consumo eléctrico de casi 200.000 hogares, duplicando así la capacidad de generación del complejo Cortes-La Muela hasta casi 1.500 MW lo que equivaldría a la demanda anual de casi 400.000 familias. La central tiene cuatro grupos de turbinas reversibles dentro de una caverna que permiten aprovechar el desnivel de

más de 500 metros existente entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes de Pallás para producir energía eléctrica.

- **Aldea II:** Está situada en Castilla y León, en el municipio de Aldeadávila de la Ribera, en la provincia de Zamora. Esta central tiene 421 megavatios (MW) de potencia nominal en turbinación y 400 MW en bombeo. Tiene dos grupos de turbinas reversibles en caverna que bombean el agua desde el embalse de Saucelle al embalse de Aldeadávila, con un desnivel entre ellos de más de 110 metros.
- **Villarino:** También situada en Castilla y León, en Villarino de los Aires en Salamanca. Esta central es de interés primordial con sus 810 MW de potencia nominal de turbinación y sus 726 MW de bombeo. Además, genera energía hidroeléctrica renovable y limpia para abastecer a casi medio millón de hogares. Utiliza el desnivel de casi 400 metros entre el embalse de Almendra, el tercero más grande de España, y la central, ambos localizados en la provincia de Salamanca.
- **Tâmega:** Esta central está situada en Portugal en el Río Tâmega que se encuentra al norte de Portugal. Esta central corresponde a otra de las grandes iniciativas de bombeo del grupo español, está formada por tres nuevas centrales sobre el río homónimo, un afluente del Duero localizado en el norte de Portugal, cerca de Oporto. Gouvães y Daivões entraron en operación a principios de 2022, mientras que Alto Tâmega está operativa desde 2024. Las tres centrales suman una capacidad instalada de 1.158 MW, lo que supone un aumento del 6% de la potencia eléctrica total instalada en el país. La central de Gouvães, por su parte, dispone de capacidad de bombeo, con una potencia de 880 MW. El complejo es capaz de producir 1.766 GWh al año, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de los municipios vecinos y de las ciudades de Braga y Guimarães aproximadamente, la demanda de 440.000 hogares.
- **Conso:** Situada en Galicia, en Vilariño de Conso en Ourense. Esta central tiene 228 MW de potencia nominal de turbinación y 207 MW de bombeo. Funciona turbinando o bombeando el agua desde un embalse superior, el embalse de Las Portas, a un embalse inferior, el embalse de Bao. Entre ellos hay un desnivel de 230 m.
- **Valdecañas:** Central reciente que fue puesta en servicio en marzo de 2025 por Iberdrola, está situada en Cáceres. Es una central de 225 MW, híbrida con una

batería de 15 MW / 7,5 MWh, con una capacidad de almacenamiento de 210 GWh en el sistema Tajo, lo que supone uno de los primeros ejemplos en España de hibridación entre bombeo hidráulico y almacenamiento electroquímico.

Un dato relevante sobre la evolución operativa del bombeo hidráulico es que el patrón de uso ha cambiado significativamente en los últimos años. Esto se debe a que anteriormente, el bombeo se realizaba durante las horas nocturnas de demanda. Sin embargo, con el crecimiento masivo de la generación fotovoltaica, el consumo de bombeo se concentra ahora principalmente entre las 10:00 y las 18:00 horas, coincidiendo con los periodos de máxima producción solar, lo que permite absorber los excedentes que de otro modo se verterían y reduce las restricciones técnicas en los nudos más congestionados.

7.2.2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las centrales de bombeo presentan un conjunto de ventajas estructurales que las vuelven diferentes de otras tecnologías de almacenamiento:

- 1) **Gran capacidad y larga duración:** Las centrales de bombeo pueden almacenar y liberar energía durante periodos de entre 6 y 40 horas a potencia nominal. Esto está muy por encima de los BESS convencionales convirtiéndose así en la única tecnología disponible para el almacenamiento energético estacional o de varios días.
- 2) **Generación síncrona con inercia:** A diferencia de las baterías, las máquinas de una central de bombeo son generadores síncronos que aportan inercia rotacional real al sistema, contribuyendo a la estabilidad de frecuencia y a la capacidad de amortiguación de perturbaciones.
- 3) **Larga vida útil y bajo coste de operación:** Si se realiza un mantenimiento adecuado la vida útil de las centrales de bombeo pueden superar los 50-80 años, lo que es muy superior a los 10-20 años de las baterías de ion-litio. Esto resulta en un coste de ciclo de vida muy competitivo a largo plazo.
- 4) **Capacidad de arranque en negro:** Son capaces de arrancar tras un colapso, como el 28A, sin necesidad de energías externa. Durante el 28A, las centrales de bombeo jugaron un papel fundamental en el restablecimiento del suministro.

- 5) **Arbitraje energético a gran escala:** Su capacidad para comprar energía barata durante las horas de excedente renovable y venderla en las horas de mayor precio convierte al bombeo en un actor estratégico en la formación de precios del mercado eléctrico.

Sin embargo, estas centrales también poseen desventajas las cuales condicionan su despliegue:

- 1) **Elevada inversión inicial y largos plazos de construcción:** El desarrollo de una nueva central de bombeo requiere inversiones de varios cientos de millones de euros y plazos de construcción de entre 5 y 10 años. Son plazos muy superiores a los de los sistemas BESS por lo que el bombeo no sea una solución de respuesta rápida a los problemas identificados tras el 28A.
- 2) **Impacto ambiental:** La construcción de nuevas infraestructuras hidráulicas puede tener impacto sobre ecosistemas acuáticos, caudales ecológicos y biodiversidad, lo que exige procesos de evaluación ambiental complejos y prolongados.
- 3) **Dependencia geográfica:** Requiere condiciones orográficas específicas con disponibilidad de dos embalses o puntos de almacenamiento de agua a cotas suficientemente diferentes y esto limita los emplazamientos viables a determinadas zonas montañosas del territorio.
- 4) **Dependencia hídrica:** La disponibilidad de agua en los embalses está condicionada por la pluviometría y los ciclos de sequía, factor de riesgo especialmente relevante en España ante el contexto de cambio climático y la reducción tendencial de los recursos hídricos en la Península Ibérica.

7.2.2.4. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO

El Gobierno ha impulsado el desarrollo de las centrales de bombeo debido a su papel energético, para impulsarlo a tomado ciertas medidas.

En primer lugar, PNIEC 2023-2030 contempla el bombeo como uno de los pilares del objetivo de 22,5 GW de almacenamiento para 2030. Además, en septiembre de 2025 el MITECO lanzó una licitación pública para la construcción de centrales de bombeo en embalses de titularidad estatal, seleccionando 23 proyectos de bombeo puro con una capacidad estimada de 50 GWh y más de 6 GW de potencia, más 8 proyectos adicionales de bombeo mixto con 1,5 GW adicionales.

En segundo lugar, el Real Decreto-ley 7/2026 introdujo la declaración de utilidad pública de las instalaciones de bombeo hidráulico, reconociendo su carácter de infraestructura crítica para la resiliencia del sistema.

Paralelamente, un esquema de ayudas públicas dotado con 700 millones de euros, aprobado por la Comisión Europea en 2025, permite cofinanciar hasta el 85% de los proyectos de almacenamiento incluyendo bombes reversibles, y en 2026 se lanzó una convocatoria específica de 90 millones de euros orientada exclusivamente al bombeo, con el objetivo de añadir alrededor de 7 GWh de capacidad adicional.

Sin embargo, la asociación APPA Renovables y diversos expertos del sector coinciden en que el ritmo de desarrollo sigue siendo insuficiente respecto a las necesidades del sistema. La conclusión es clara: el bombeo hidráulico es una tecnología imprescindible para la transición energética española, pero su complementariedad con los sistemas BESS es la clave para construir un sistema de almacenamiento resiliente capaz de evitar nuevos episodios como el del 28 de abril de 2025.

7.2.2.5. REFLEXIÓN

El almacenamiento hidráulico por bombeo es la columna vertebral del sistema de almacenamiento eléctrico español y eso seguirá siendo así en el horizonte 2030.

Su combinación de gran capacidad, larga duración de descarga, generación síncrona con inercia real y vida útil de varias décadas lo convierte en una solución irremplazable para los servicios de almacenamiento que las baterías actualmente no pueden cumplir de forma competitiva.

No obstante, el apagón del 28A puso de manifiesto una limitación estructural de esta tecnología. Debido a su incapacidad para responder en milisegundos ante perturbaciones dinámicas de tensión y frecuencia en zonas geográficamente alejadas de las grandes instalaciones de bombeo. Esta realidad refuerza la idea de que el bombeo y las baterías no son tecnologías competidoras, sino que son complementarias dado que el bombeo por su parte aporta la capacidad de almacenamiento masivo y la inercia síncrona que el sistema necesita a escala de horas y días, mientras que los BESS cubren la respuesta ultrarrápida el control dinámico de tensión que el bombeo no puede proporcionar en los primeros segundos de una perturbación.

La combinación de estas tecnologías apunta hacia el modelo de almacenamiento que necesitará el sistema eléctrico español para así garantizar la seguridad del suministro en un escenario de alta penetración de renovable.

7.2.3. REFUERZO DE LA RED DE TRANSPORTE

El 28A, no fue únicamente un problema de generación insuficiente o de baja inercia, como ya se ha dicho anteriormente se produjeron múltiples factores que contribuyeron al colapso del sistema.

Uno de ellos, que es el que destacaremos en este apartado, fue un problema de la infraestructura, más concretamente en la red de transporte. Esta carecía de los equipos necesarios para realizar el control dinámico de tensión en las zonas de mayor concentración de fotovoltaica. Además, más de un tercio de la red de transporte de 400 kV se encontraba desconectada por mantenimiento en el momento del colapso y este hecho ocasionó que se

debilitara la malladura del sistema e incrementando las impedancias de transferencia entre zonas.

El refuerzo de la red de transporte constituye por tanto una solución estructural de primer orden, complementaria a las tecnologías de almacenamiento, orientada a dotar al operador del sistema de herramientas de control activo de tensión distribuidas geográficamente en los nudos más vulnerables.

Según el documento estratégico, la planificación de la red de transporte para el periodo 2025-2030 contempla inversiones superiores a 13.000 millones de euros. Estas inversiones están destinadas a ampliar infraestructuras, integrar energías renovables y reforzar la seguridad del sistema.

Las inversiones se distribuirán entre distintas actuaciones:

- Refuerzo de la red para integrar nuevas energías renovables
- Interconexiones internacionales
- Conexión de nuevos consumos eléctricos
- Adaptación de la red a la electrificación de la economía
- Mejora de la resiliencia y seguridad del sistema

El objetivo final es preparar la red eléctrica para un escenario con mucha más generación renovable, donde la estabilidad del sistema se vuelve más difícil de gestionar.

7.2.3.1. DIAGNÓSTICO PREVIO AL 28A: UNA RED INSUFICIENTEMENTE EQUIPADA

REE reconoció explícitamente que los medios disponibles en la red de transporte que había en el 28A para controlar la tensión, principalmente reactancias y condensadores, actuaron correctamente durante el evento. Sin embargo, son elementos de control estático por lo que no corresponden a instrumentos adecuados para compensar la falta de control dinámico de tensión que debían realizar determinados grupos de generación de acuerdo con la normativa vigente.

Esta distinción entre control estático y control dinámico de tensión es clave. Porque mientras una reactancia puede absorber potencia reactiva de forma pasiva y en magnitud fija, un compensador síncrono puede responder en tiempo real a las variaciones de tensión, ajustando su absorción o inyección de reactiva de forma continua y automática.

La asociación AELEC, tras el colapso, expuso que el sistema eléctrico español contaba con una cantidad insuficiente respecto a países comparables. De los seis STATCOM previstos en la planificación eléctrica, solo dos operaban el día del apagón, aportando 300 MVar de capacidad de compensación. Es muy inferior si se compara con Italia que, con una penetración de energía renovable comparable, disponía en el mismo periodo del doble de potencia STATCOM y de 16 compensadores síncronos en operación, además de continuar ampliando su red. Esta brecha infraestructural entre España e Italia refleja años de baja inversión en equipos de control de tensión en la red de transporte española.

7.2.3.2. COMPENSADORES SÍNCRONOS

Los compensadores síncronos son considerados como la pieza clave para conseguir una red renovable y estable. Son el puente que permite avanzar hacia un sistema eléctrico 100% renovable sin sacrificar la seguridad ni la calidad del suministro.

Son máquinas eléctricas rotativas de construcción similar a la de los generadores de las centrales convencionales, pero estas poseen la diferencia de que no están conectadas a ninguna fuente de energía primaria y no producen electricidad activa. Su función es exclusivamente la de absorber o inyectar potencia reactiva a la red para estabilizar la tensión. Asimismo, de forma simultánea son capaces de aportar inercia rotacional al sistema

mediante su masa giratoria. Por lo que su doble capacidad, la capacidad de controlar dinámicamente tanto la tensión como la inercia, los convierten en la solución técnica más completa disponible para reforzar la estabilidad de una red con alta penetración de generación basada en inversores, y es precisamente por ello por lo que se han convertido en la pieza central del plan de refuerzo aprobado tras el 28A.

La sustitución del uso de centrales convencionales que generan energía a partir de combustibles fósiles por electricidad en la mayor parte de las actividades económicas, el crecimiento de las renovables y la aparición de nuevos consumos, como los centros de datos o el hidrógeno verde, están provocando que la operación de la red sea cada vez más exigente. Por lo que es necesario que el operador del sistema refuerce su capacidad de control para garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Para solucionar este problema se prevé la instalación de compensadores síncronos. El plan identifica estos equipos dentro de los proyectos que pretende poner en servicio en 2029, junto a otras infraestructuras estratégicas como nuevas interconexiones eléctricas o grandes ejes de transporte de energía. La instalación de estos equipos forma parte de un programa mucho más amplio de refuerzo de la red eléctrica española.

El funcionamiento de este es parecido al de un generador síncrono. El gran rotor del compensador síncrono almacena energía cinética mientras gira. Por lo que aporta inercia natural al sistema y esto provoca que, de una perturbación en la red, como una caída repentina de generación, esta energía se libera instantáneamente para mantener la frecuencia y dar tiempo al operador del sistema a activar otras respuestas.

Esta capacidad, como ya se ha mencionado, de respuesta inmediata es el pilar de en redes con alta penetración renovable, donde la inercia natural es mucho menor que en los sistemas tradicionales. Por lo que es especialmente valioso en zonas donde la generación renovable es variable y la red puede estar sometida a cambios bruscos de carga o producción.

Además de inercia y control de tensión, los compensadores síncronos incrementan la potencia de cortocircuito disponible en la red. Esto significa que, si se produce un fallo o un cortocircuito, la red puede soportar mejor el impacto y los sistemas de protección pueden actuar de forma más eficaz.

La presencia de compensadores también proporciona control de tensión y soporte de reactiva con el objetivo de reforzar la red de transporte en áreas clave para la transición energética. Desde el punto de vista de la inercia, esta es la solución más robusta y estructural disponible, solo comparable a mantener en funcionamiento centrales térmicas en vacío, una opción poco eficiente y no concebida para el largo plazo.

A diferencia de los generadores síncronos de las centrales térmicas, los compensadores síncronos no consumen combustible, ni emisiones, operan en vacío y pueden instalarse en cualquier subestación de la red de transporte existente sin necesidad de nuevas infraestructuras civiles.

La tecnología de estos es madura y ha sido empleada durante décadas, especialmente en sistemas eléctricos insulares o aislados donde la robustez y la estabilidad de la red son críticas y su despliegue en redes continentales es una evolución lógica y necesaria para acompañar el proceso de transición energética.

Es necesario tener en cuenta que la instalación de compensadores síncronos no convierte a las plantas renovables en generadoras síncronas, pero sí dota a la red de una reserva de inercia y capacidad de respuesta comparable a la de centrales convencionales, pero sin emisiones asociadas. Así, se reduce el riesgo de inestabilidad y se refuerza la red en nodos estratégicos para permitir una transición energética segura y eficiente. Aunque no convierta los generadores renovables en generadores síncronos el despliegue de esta tecnología permite reducir el riesgo de inestabilidad por falta de inercia y refuerza la resiliencia del sistema frente a contingencias futuras con la intención de facilitar una mayor integración de renovables sin comprometer la seguridad del suministro.

En definitiva, los compensadores síncronos son mucho más que un complemento técnico. Puede afirmarse que son el puente que permite avanzar hacia un sistema eléctrico 100% renovable sin sacrificar la seguridad ni la calidad del suministro. Su integración en los nuevos desarrollos eólicos y solares es una garantía para que la transición energética sea no solo sostenible, sino también fiable y resiliente.

En España, tras el 28A se aceleró el despliegue de ocho compensadores síncronos en la Península Ibérica. destacan proyectos pioneros como el de la subestación de Santa María de Grado (Asturias), junto a otros previstos en zonas críticas de Galicia, Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha. Su función principal es proporcionar la estabilidad física

necesaria para evitar apagones en cascada y reducir las costosas restricciones técnicas, permitiendo que el sistema soporte picos de generación solar y eólica sin comprometer la seguridad del suministro

7.2.3.3. REACTANCIAS Y FACTS

Las reactancias son elementos pasivos que se conectan a la red para absorber el exceso de potencia reactiva que aparece en condiciones de baja demanda y alta generación de renovable. Por lo que contribuyen a mantener la tensión dentro de los rangos operables.

Su papel en el 28A fue el correcto. Sin embargo, su naturaleza estática limita su eficacia ante variaciones rápidas de tensión como las que caracterizaron el colapso. De este modo, el plan de refuerzo aprobado contempla tanto la renovación e instalación de nuevas reactancias para mejorar el control de tensión de forma distribuida por todo el sistema, como la incorporación de sistemas FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

Los FACTS son capaces de aumentar la estabilidad de las redes de energía eléctrica de corriente alterna además de reducir el coste de transmisión de electricidad. Es una tecnología que mejora tanto la calidad como la eficiencia de la transmisión de energía al proveer a las redes energía inductiva o reactiva según lo demande la situación.

Esto permite mejorar la eficiencia del sistema debido a:

- Mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.
- Operar con niveles de carga seguros (Sin sobrecarga), y cercano a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas.
- Prevención de salidas de servicio en cascada, limitando el efecto de fallas en el sistema y equipos.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

El objetivo de los FACTS es proporcionar una red que sea capaz de suministrar la energía eléctrica requerida desde la generación hasta los centros de consumo sobre una amplia área geográfica donde existe un mercado eléctrico muy variable.

Las aplicaciones básicas de estos son las siguientes:

- Control de flujo de potencia
- Incremento de la capacidad de transmisión
- Control de voltaje
- Compensación de energía reactiva
- Mejoras de estabilidad
- Mejoras de calidad de potencia
- Condicionamiento de potencia
- Interconexión de generación renovable y distribuida

Los FACTS al igual que todas las tecnologías tienen sus ventajas y limitaciones que condicionan su uso.

Empezaremos enumerando sus ventajas:

- 1) Control del flujo de potencia, según se requiera, lo que permite optimizar las capacidades de las líneas y moverse bajo condiciones de emergencia más adecuadamente.
- 2) Aumentan la capacidad de carga de las líneas hasta su límite térmico tanto en horizonte de corto plazo como estacionario.
- 3) Aumentan la seguridad del sistema en general a través del aumento del límite de estabilidad transitoria, limitando corrientes de cortocircuitos y sobrecargas, ofreciendo la posibilidad de controlar apagones en cascada y absorbiendo oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia y máquinas eléctricas.

- 4) Proveen conexiones seguras a instalaciones y regiones vecinas al mismo tiempo que reducen las exigencias generales de reservas de generación.
- 5) Entregan mayor flexibilidad en la locación de nuevas unidades generadoras.
- 6) Permiten mejorar los niveles de uso de las líneas.
- 7) Reducen los flujos de potencia en anillo.

Las limitaciones de esta tecnología vienen dadas por sus costos, que son comparativamente mayores a lo que podría resultar, la instalación de una nueva línea en caso de requerir más capacidad de transmisión, por ejemplo. En este caso, los FACTS trabajan con potencia reactiva, lo que da un rango de manejo menor al que si, por ejemplo, se duplicará una línea de transmisión. Puesto que aparte de mejorar la capacidad de potencia al doble, se reduce la impedancia a la mitad del par transmisor, lo que otorga una mayor flexibilidad a un precio menor. En España, se ha aprobado la instalación de un sistema FACTS en Cataluña, en las proximidades de las interconexiones con el resto de Europa, con el objetivo de amortiguar las oscilaciones interáreas que precedieron al colapso del 28A.

7.2.3.4. EL PLAN DE 65 ACTUACIONES Y 750 MILLONES DE EUROS

En julio de 2025, el Consejo de Ministros aprobó, a propuesta del MITECO, un listado de 65 actuaciones urgentes de refuerzo a la red de transporte que se incorporan como segunda modificación puntual al Plan de Desarrollo de Transporte 2021-2026. Para ello se tiene una inversión de 749,8 millones de euros. Las actuaciones tienen carácter excepcional por su foco en la resiliencia del sistema y dado su carácter urgente fueron eximidas del trámite habitual de audiencia a las comunidades autónomas e informe de la CNMC.

Las medidas más relevantes son las siguientes:

Ante todo, la instalación de compensadores síncronos por primera vez en la Península Ibérica. Se instalaron ocho unidades distribuidas geográficamente por el territorio peninsular, con especial concentración en las zonas de mayor vulnerabilidad identificadas tras el 28A. Las ubicaciones más relevantes son las siguientes:

- 1) La subestación de Brovales (Badajoz), en la zona donde se originó el apagón y donde se producen con frecuencia los episodios de aumento de voltaje vinculados a la alta concentración fotovoltaica del suroeste.
- 2) La subestación de Santa María de Grado (Asturias), que necesita refuerzo tras el cierre de las centrales de carbón de la zona.
- 3) La subestación de Beariz (Ourense), en la frontera con Portugal, cuya importancia quedó evidenciada durante el colapso y la posterior restauración.

Igualmente, se prevén también dos compensadores adicionales en Canarias, la Palma y Lanzarote y se adelanta la ejecución del ya previsto en Mallorca.

En segundo lugar, la inversión geográfica muestra una concentración muy significativa en las comunidades autónomas donde se originó el apagón. Andalucía y Extremadura concentran cerca del 40% de la inversión total, con 147,3 y 142,2 millones de euros respectivamente, reflejando el reconocimiento explícito de que el suroeste peninsular es la zona estructuralmente más débil del sistema desde el punto de vista del control de tensión. Los archipiélagos reciben 97,2 millones adicionales.

En tercer lugar, el plan incluye la renovación e instalación de nuevas reactancias en puntos críticos, la aplicación de subestaciones y el incremento de la dotación de relés de maniobra para así mejorar la capacidad de actuación del operador ante contingencias.

Según estimaciones del Gobierno y de Red Eléctrica, estas actuaciones permitirán reducir las restricciones técnicas del sistema en unos 200 millones de euros anuales, lo que implica un plazo de recuperación de la inversión de aproximadamente tres años, lo que la convierte en una de las inversiones más rentables del conjunto de medidas adoptadas tras el 28A.

7.2.3.5. PLAN ESTRATÉGICO DE REDEIA 2026-2029

El plan de 65 actuaciones anterior se enmarca en una estrategia de inversión más amplia recogida en el Plan Estratégico 2026-2029 de Redeia. En esta se contempla un programa de inversiones en la red de transporte que supera los 13.000 millones de euros hasta 2030.

Este plan reconoce que el sistema eléctrico está entrando en una fase de transformación profunda y sitúa la instalación de compensadores síncronos, el refuerzo de las interconexiones internacionales y el desarrollo de sistemas digitales de control entre las actuaciones prioritarias para garantizar la estabilidad del sistema en el escenario de plena integración renovable.

Cada compensador síncrono supone una inversión individual de aproximadamente 100 millones de euros, y su coste se repercutirá sobre los consumidores a través de los peajes de acceso a la red.

7.2.4. INTERCONEXIONES NACIONALES

La condición de isla energética de la Península Ibérica es uno de los factores estructurales más citados en los análisis del 28A y al mismo tiempo, uno de los más difíciles de resolver a corto plazo.

España y Portugal ocupan el extremo occidental del sistema eléctrico europeo, con una única vía de conexión continental a través de los Pirineos hacia Francia. Esa interconexión representa apenas el 2,8% de la potencia instalada del sistema ibérico, muy por debajo del 10% que la Comisión Europea fijó como objetivo para 2020 y del 15% previsto para 2030.

Esta limitación, si bien no es una causa directa del apagón, pero agravó de forma determinante tanto su desarrollo como su recuperación. Esto se debe a que la baja capacidad de importación impidió que el sistema absorbiera apoyo externo en los segundos críticos del colapso, y la restauración dependió en gran medida de los escasos enlaces disponibles con Francia y Marruecos.

7.2.4.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INTERCONEXIONES

En el momento del apagón España contaba con líneas de interconexión eléctrica con Francia. Estas cuatro líneas aportan en total una capacidad de intercambio de aproximadamente 2.800 MW de corriente alterna y están distribuidos entre las líneas de Irún y Vic en corriente alterna y el enlace HVDC de Santa Llogaia-Baixas de 2x1.000 MW.

Por otro lado, España también tiene interconexión con Marruecos. Hay un cable submarino de 700 MW que aportó 519 MW durante la reposición del sistema y jugó un papel relevante en la restauración del sur peninsular.

Con Portugal por su parte, la interconexión a través de múltiples líneas de 400 y 220 kV es extensa, aunque no aísla a la Península del problema de fondo dado que Portugal se vio afectado de forma simultánea por el mismo colapso.

En el 28A, las interconexiones tuvieron un papel importante. Por un lado, la interconexión con Francia resultó clave en el proceso de reposición ya que la restauración del enlace de Irún a las 12:44 h fue el primer paso para la recuperación del sistema, y el enlace HVDC se utilizó activamente para canalizar energía desde el sistema continental. Por otro lado, la apertura automática de los interconectores por los relés de protección ante la inestabilidad del sistema ibérico fue uno de los factores que precipitó el colapso definitivo a las 12:33 h lo que privó a la península del apoyo externo en el momento de mayor necesidad. Este comportamiento refleja la limitación estructural de un sistema escasamente interconectado puesto que cuando la red necesita apoyo externo con mayor urgencia, los escasos enlaces disponibles se desconectan automáticamente para proteger la red continental. Por eso se subraya la necesidad de superar el bloqueo francés que desde hace años frena el desarrollo de estas infraestructuras clave.

7.2.4.2. EL PROYECTO DEL GOLFO DE VIZCAYA: LA PRINCIPAL APUESTA EN CURSO

A principios de junio de 2025, la presidenta del Banco Europeo de Inversiones (BEI) Nadia Calviño anunció un acuerdo para impulsar la interconexión entre España y Francia.

Además, el BEI ha aprobado la cantidad de 1.600 millones de euros para financiar la construcción de la interconexión eléctrica por el Golfo de Vizcaya entre España y Francia. La financiación del BEI para el proyecto Golfo de Vizcaya se realiza a través de préstamos a los gestores de la red de transporte de electricidad de España, Red Eléctrica, y Francia, Réseau transport d'électricité (RTE).

La conexión unirá dos sistemas de corriente alterna a través de una línea submarina de corriente continua. En cada extremo de la conexión, las estaciones de Cubnezais, en Francia, y Gatika, en España, convertirán la corriente continua en corriente alterna para su conexión a las redes de transporte de España y Francia.

La instalación será de corriente continua por los siguientes motivos:

- 1) **Limitación física de los cables submarinos:** Es la principal razón del uso de la corriente continua. En los cables de larga distancia bajo el agua, la proximidad del conductor con el entorno marino genera un efecto capacitivo muy fuerte que en corriente alterna consumiría prácticamente toda la energía en forma de pérdidas antes de llegar al destino. Sin embargo, la corriente continua este problema se elimina permitiendo que la electricidad recorra los 400 kilómetros del trazado con una eficiencia que sería imposible alcanzar de otro modo.
- 2) **Estabilidad y control:** En la corriente alterna la electricidad fluye de forma natural hacia donde hay menos resistencia, pero los enlaces de corriente continua funcionan como una llave de paso inteligente. Este funcionamiento permite a REE y RTE decidir exactamente cuanta potencia enviar y en qué dirección con ello también se actúa como un aislante que evita que los fallos e inestabilidades de frecuencia de un país se propaguen al otro.
- 3) **Mayor sostenibilidad y más económico:** Esto se debe a que al solamente requerir de dos cables para transportar una enorme cantidad de energía se reduce el tamaño de

las zanjas marinas y el impacto ambiental en el lecho oceánico. A diferencia que con la alterna que se necesitarían 3 o múltiplos de tres cables. Además, esto facilita la logística de los barcos cableros dado que pueden transportar y desplegar tramos más largos de cable sin las complicaciones de peso y volumen de los sistemas tradicionales.

- 4) **Sección completa del cable:** En la corriente alterna, los electrones tienden a circular por la superficie del conductor, dejando el centro del cable desaprovechado. En cambio, la corriente continua fluye de manera uniforme por todo el cobre o aluminio, lo que permite maximizar la capacidad de transporte de los 5.000 MW previstos sin necesidad de cables excesivamente gruesos.

La interconexión se compone de cuatro cables, habrá dos por cada enlace. Este doble enlace submarino y subterráneo, de corriente continua, tendrá una longitud de casi 400 kilómetros entre la subestación de Cubnezais (cerca de Burdeos) y la de Gatika (cerca de Bilbao).

Esta interconexión dispondrá de una estación convertidora en cada extremo del enlace que permitirá transformar la corriente continua en corriente alterna para conectarse a la red de transporte de electricidad de cada país.

El enlace se conectará a la subestación eléctrica de Gatika (zona de Bilbao) y a la subestación de Cubnezais (situada al norte de Burdeos). Desde la costa vasca española hasta la costa francesa del Médoc los enlaces serán principalmente submarinos con una longitud de aproximada de 300 km, excepto un corto tramo subterráneo necesario para evitar el cañón submarino de Capbreton. Igualmente, la elección del trazado y las modalidades de colocación buscarán minimizar el impacto sobre la pesca.

Cada cable se colocará en el lecho marino con la ayuda de un buque cablero. Por regla general, los cables se enterrarán como medida de protección excepto si el suelo es demasiado duro, en ese caso se recubrirán. Buscando el impacto mínimo y garantizando la protección.

Se trata de un Proyecto de Interés Común europeo (PIC). La interconexión por el Golfo de Vizcaya está siendo construida por Inelfe, empresa de propiedad conjunta entre RTE y Red Eléctrica, y su puesta en funcionamiento está prevista para 2028. Una vez que esté operativo, el proyecto prácticamente duplicará la capacidad de intercambio de electricidad entre Francia y España hasta los 5.000 MW.

Sin embargo, y pese a la relevancia de este proyecto, los expertos dicen que incluso con esta nueva capacidad la Península Ibérica seguirá sin alcanzar los objetivos europeos de interconexión. Con los 5000 MW previstos para 2028, la interconexión España- Francia representaría aproximadamente el 5% de la potencia instalada en el sistema ibérico, todavía muy por debajo del umbral del 10% exigido por la UE desde 2020 y del 15% previsto para 2030.

7.2.4.3. OBSTÁCULOS POLÍTICOS: LA RESISTENCIA FRANCESA

En el tablero energético europeo, España se ha posicionado como una potencia emergente en energías renovables. Sin embargo, esta fortaleza choca con una barrera histórica y esa es la escasa interconexión eléctrica con Francia. Pese a los compromisos europeos que fijaban una interconexión mínima del 10% para 2020 y del 15% para 2030, la Península Ibérica mantiene hoy una capacidad de apenas el 2,8%, lo que la convierte en una isla energética dentro del continente

Esta desconexión convierte a España, junto con Portugal, en una auténtica "isla energética" dentro del continente.

La raíz del problema va más allá de lo técnico. Aunque la orografía de los Pirineos encarece notablemente las obras de infraestructura, sobre todo cuando, como ha sucedido, se opta por soterrar líneas para evitar conflictos ambientales. Sin embargo, esta solución puede multiplicar por seis los costes.

Pero lo que realmente impide el aumento de la interconexión son las resistencia políticas y económicas por parte de Francia, que durante años ha mostrado escaso entusiasmo por permitir que la electricidad solar o eólica española atravesase su territorio hacia el norte de Europa. Las autoridades francesas han esgrimido razones técnicas, como la congestión de su red eléctrica, y han manifestado dudas sobre la rentabilidad de ampliar interconexiones más allá del proyecto del golfo de Gascuña.

Sin embargo, se cree que el motivo de esta resistencia es simplemente una estrategia para mantener un control sobre el mercado europeo de la energía y evitar convertirse en un simple país de tránsito de energía barata generada al sur de los Pirineos. Ante ello, España ha apostado por trasladar la cuestión al ámbito comunitario, buscando apoyos en Bruselas y en

otros socios clave como Alemania. En 2022 y 2023, esta vía dio sus frutos con el desbloqueo del proyecto del hidroduto H2Med entre Barcelona y Marsella, lo que demuestra que, cuando el tema se eleva a la escala europea, los obstáculos franceses pueden llegar a ceder.

Por ello el Gobierno español, con el respaldo constante de Portugal, ha convertido la interconexión energética en un tema prioritario en los consejos europeos. Defendiendo que, si Europa quiere reducir su dependencia de fuentes fósiles y avanzar hacia la descarbonización, no tiene sentido que una de las zonas con mayor potencial renovable del continente permanezca semi-aislada. Para que la energía solar y eólica española beneficie a toda la UE, es imprescindible que pueda circular con libertad por las redes europeas.

Por ello, la interconexión con Francia, se la conoce como la vieja piedra en el zapato que nunca deja de ser un obstáculo.

Después del 28A, los gobiernos tanto de España como de Portugal hicieron una ofensiva diplomática conjunta. Los ministros de energía de ambos países remitieron cartas formales al comisario europeo de Energía, Dan Jørgensen, y al ministro de Energía francés, Marc Ferracci, exigiendo un compromiso político y financiero firme para acelerar las interconexiones.

Además, la ministra española Sara Aagesen afirmó que había llegado el momento de que Francia fuera consciente de que las interconexiones "tienen que llegar sí o sí", mientras la ministra portuguesa Graça Carvalho denunció la posición francesa como una barrera al mercado interior europeo.

7.2.4.4. NUEVA INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL

Un proyecto conocido técnicamente con la interconexión norte con Portugal, esta correspondería a la novena interconexión entre ambos países y representa una infraestructura fundamental para el mercado energético ibérico.

En el punto de vista físico, el trazado unirá Galicia con el Norte de Portugal, enlazando la futura subestación de Fontefría, en la provincia de Pontevedra, con la subestación lusa de Vila Fria, en la región del Minho. Para lograrlo, se construirá una nueva línea aérea de alta tensión de doble circuito a 400 kV hasta la frontera, además de adaptar otras infraestructuras clave como las subestaciones gallegas de Beariz y Covelo.

Esta interconexión destaca por su capacidad técnica dado que aportará 1000 MW adicionales a la capacidad de intercambio. Con ello el límite total de intercambio comercial entre las dos naciones experimentará un salto sustancial: alcanzará los 4.200 MW en sentido España hacia Portugal y los 3.500 MW desde Portugal hacia España. Esto fortalecerá enormemente la seguridad del suministro eléctrico en toda la Península Ibérica, permitiendo un flujo de energía mucho más robusto. Se espera poner en marcha para 2028.

Finalmente, uno de los mayores beneficios de esta red ampliada será la integración eficiente de las energías renovables. Al estar mejor conectados, los gestores del sistema, Red Eléctrica en España y REN en Portugal, tendrán una mayor flexibilidad para volcar sus excedentes de energía eólica y solar al país vecino. Esto significa que se aprovecharán al máximo los picos de producción verde, evitando el desperdicio de energía limpia, estabilizando los precios y optimizando los recursos naturales de ambos países.

7.2.4.5. LA NUEVA FRONTERA MEDITERRÁNEA: APOLLO LINK E IBERIA LINK

Dos gigantescos proyectos de interconexión eléctrica entre España e Italia han sido incluidos en la lista de proyectos prioritarios para extender la red eléctrica europea. Con esto se busca eliminar el efecto isla energética que sufre España y Portugal por la negativa francesa de aumentar la interconexión.

Las iniciativas bautizadas como Apollo Link e Iberia Link se basan en el despliegue de sendos tendidos bajo las aguas del Mediterráneo. Por lo que están diseñados con tecnología de alta tensión, gracias a ello pueden enlazar eléctricamente el territorio peninsular con la zona septentrional de Italia con pocas pérdidas. Además, son sistemas de corriente continua preparados para aguantar la presión de las profundidades marinas y transportar grandes cantidades de energía sin apenas pérdidas.

Ambos proyectos funcionarán como una “autopista eléctrica” donde la carga podrá viajar en ambos sentidos según se necesite. Aunque lo normal será que el flujo principal parta desde la Península hacia tierras italianas, aprovechando el enorme potencial de las fuentes naturales de energía limpia y se impulsará la integración del mercado eléctrico europeo, fomentará el intercambio de energías renovables y reforzará las conexiones este-oeste del sector eléctrico de la UE, al conectar la zona de alta demanda del norte de Italia con la

importante generación de energía renovable de España. Igualmente, provocará una reducción del vertido de renovable en España.

Sin embargo, si aquí la producción flaquea en algún momento por falta de viento o de Sol, el cable servirá para recibir apoyo desde el mercado italiano. Por lo que supondrá una ayuda mutua que provocará que ambos países tengan un respaldo mucho más fiable y seguro ante cualquier imprevisto técnico o meteorológico.

Esta interconexión es muy importante debido a que será la primera zona fronteriza de licitación directa entre España y el norte de Italia, con una capacidad de 2.000 MW.

El proyecto está previsto que entre en funcionamiento en 2032 y su diseño se basa en una conexión bipolar HVDC con convertidores VSC a 525 kV, con una capacidad térmica de 2.091 MW. Cabe señalar el uso del nuevo estándar de transmisión HVDC de 2 GW para promover la estandarización de los proyectos de desarrollo de la transmisión en Europa.

Por un lado, Apollo Link generará importantes beneficios sociales netos anuales, estimados en más de 300 millones de euros anuales tras contabilizar los costes de inversión, mantenimiento y operación. Con esta iniciativa se encarna la sostenibilidad y la interconexión, contribuyendo a Los objetivos de Europa en materia de energías renovables, explica ENTSO-E.

Por otro lado, Iberia Link es un sistema de transmisión comercial diseñado para conectar el norte de Italia y el sur de España mediante un cable submarino de corriente continua de alta tensión de 1.034 km. Posee una capacidad de 1,2 GW y operando a 525 kV en configuración bipolar, el proyecto busca impulsar los objetivos climáticos y energéticos de Europa. Cabe añadir que Iberia Link proporcionará energía verde certificada a dos mercados europeos, ofreciendo una interconexión fiable y asequible entre las regiones, explican desde la plataforma de operadores eléctricos europeos.

Al unir ambos mercados, los precios deberían tender a ser más parecidos y estables para todos. Con ello se evitará que en un lugar la luz sea carísima mientras en el otro hay energía de sobra que no se puede aprovechar por falta de medios para mandarla a través del mapa.

La industria italiana, que consume muchísima potencia para su actividad diaria, será la gran receptora del exceso de viento y sol que captamos en la Península Ibérica. Es una forma de que la geografía de España se convierta en el motor de otros socios europeos a la vez que se gana un cliente constante.

Finalmente, este paso ayuda a cumplir las metas ecológicas sin depender tanto de suministros que vienen de fuera del continente o que son muy contaminantes. Al compartir lo que cada uno genera mejor, el sistema entero se vuelve mucho más lógico, eficiente y, sobre todo, barato de mantener a largo plazo.

7.2.4.6. PAPEL DEL REFUERZO DE INTERCONEXIONES EN LA PREVENCIÓN DE NUEVOS APAGONES

El análisis de los informes técnicos sobre el 28A permite concluir que una mayor capacidad de interconexión habría tenido un efecto positivo, pero no hubiera sido decisivo en la prevención del colapso.

Una capacidad de intercambio del 10-15% habría permitido importar potencia activa y reactiva desde el sistema continental en los momentos previos al colapso, reduciendo la dependencia de la generación síncrona local y ampliando el margen de actuación del operador. Sin embargo, lo más importante es que habría reducido el riesgo de que los interconectores se abrieran automáticamente por protección al detectar la inestabilidad ibérica, puesto que una mayor robustez del sistema interconectado hace más difícil que una perturbación local alcance la masa crítica necesaria para propagarse al sistema continental.

En consecuencia, los refuerzos de las interconexiones no son una solución alternativa al almacenamiento, sino otra medida complementaria a todas ellas. Puesto que mientras las soluciones de almacenamiento y control de tensión actúan localmente en los nudos más vulnerables, las interconexiones proporcionan la diversificación geográfica del riesgo y el respaldo externo que ninguna solución interna puede sustituir completamente.

7.3. SOLUCIONES A LARGO PLAZO

Las soluciones de corto y medio plazo vistas en los puntos anteriores abordan el problema de la estabilidad del sistema eléctrico desde una perspectiva de intervención sobre la infraestructura existente. Por ello, son soluciones necesarias e implementables en un horizonte de entre uno y cinco años, pero no resuelven el problema en su raíz. Dado que la causa del 28A, realmente fue el diseño del sistema.

El sistema fue diseñado para un mix energético dominado por generación síncrona, y ninguno de esos diseños había evolucionado al ritmo de la transformación que la propia transición energética estaba imponiendo.

Por ello las soluciones de largo plazo parten de la premisa de que en lugar de compensar las limitaciones de la generación renovable basada en inversores añadiendo elementos externos al sistema, el objetivo es transformar la propia generación renovable para que contribuya activamente a la estabilidad en lugar de ser una fuente de fragilidad.

Es un cambio de enfoque que distingue las soluciones estructurales de las paliativas. Por ello requieren más tiempo, inversión y en muchos casos una transformación regulatoria profunda. No obstante, son las únicas que permiten operar un sistema eléctrico con alta penetración renovable con los mismos estándares de seguridad que tenía el sistema convencional.

7.3.1. INVERSORES GRID-FORMING

Como se analizó en apartados anteriores, los inversores grid-forming son dispositivos de electrónica capaces de fijar automáticamente la frecuencia y la tensión de la red actuando como si fueran generadores síncronos convencionales. Esto es lo que los hace más útiles que su contraparte los inversores grid-following que se limitan a ser la señal de referencia que estos proporcionan. Por eso los inversores grid-forming pueden sostener la señal de frecuencia sin necesidad de una referencia síncrona externa, aportar inercia sintética al sistema y en determinadas condiciones iniciar el arranque en negro de la red.

En esencia, representan la evolución tecnológica que permite a las fuentes renovables basadas en inversores asumir las funciones de estabilidad que hasta ahora eran exclusivas de los generadores síncronos convencionales.

7.3.1.1. LOS GRID-FORMING COMO SOLUCIÓN ESTRUCTURAL AL PROBLEMA DEL 28A

En el 28A, se puso en evidencia el problema de fondo no era la cantidad de energía renovable instalada, sino la capacidad de esta generación para participar activamente en el control dinámico de tensión y frecuencia en momentos de necesidad.

Durante el 28A, las instalaciones fotovoltaicas operaban con inversores grid-following configurados con factor de potencia fijo, incapaces de responder dinámicamente a las variaciones de tensión. Cuando estas variaciones se volvieron bruscas, los inversores desconectaron automáticamente las plantas de la red, agravando el desequilibrio y precipitando el colapso final.

Si las instalaciones hubieran operado en modo grid-forming, habrían podido absorber o inyectar potencia reactiva de forma dinámica en respuesta a las variaciones de tensión y hubieran sido amortiguadores del proceso en lugar de ser los desencadenantes.

Actualmente, la tecnología grid-forming existe, está disponible comercialmente y no hay ninguna barrera técnica para su despliegue. Sin embargo, si tiene barrera regulatoria y económica debido a que hasta el apagón del 28A, la normativa española no exigía ni incentivaba esta capacidad en las instalaciones renovables, y los inversores convencionales grid-following son más baratos de fabricar e instalar.

7.3.1.2. SERVICIOS QUE PRESTAN LOS INVERSORES GRID-FORMING A LA RED

Los inversores grid-forming aportan servicios al sistema eléctrico un conjunto de servicios que resultan de suma utilidad para prevenir nuevos episodios como el 28A:

- **Inercia sintética:** Mediante algoritmos de control que emulan el comportamiento inercial de un generador síncrono, los inversores grid-forming responden a las variaciones de frecuencia inyectando o absorbiendo potencia reactiva de forma proporcional a la tasa de variación de frecuencia. Esto provoca una limitación de caída o subida de esta por lo que aumenta el tiempo disponible para que así los mecanismos de regulación primaria puedan participar.
- **Control dinámico de tensión:** A diferencia del inversor grid-following con factor de potencia fijo, el inversor grid-forming permite al inversor ajustar de forma continua y autónoma la potencia reactiva que se inyecta a la red o se absorba de la red, lo hace en función de la tensión media en el punto de conexión. Por ello un inversor grid-forming actúa como un regulador de tensión local. Esta capacidad es exactamente la que faltaba en la red española en el momento del 28A y cuya ausencia fue identificada como causa fundamental del colapso tanto por el informe ENTSO-E como por el informe CNMC PRO/CNMC/001/26.
- **Arranque en negro:** Los inversores grid-forming con capacidad de almacenamiento, principalmente los que son baterías como los que se hablaron en el apartado anterior, tienen la capacidad de arrancar sin necesidad de energía externa. Puesto que ellos establecen de forma autónoma la frecuencia y la tensión de referencia para el resto de las instalaciones. Esta capacidad provocará la distribución de la función de black start más allá de las escasas centrales hidráulicas y de ciclo combinado habilitadas para ello, reduciendo los tiempos de restauración tras un colapso total.
- **Operación en isla y soporte a redes débiles:** En zonas con baja potencia de cortocircuito, como el suroeste peninsular en el momento del 28A, donde el SCR era especialmente bajo, los inversores grid-forming pueden operar de forma estable incluso cuando la red es extremadamente débil, sin los problemas de inestabilidad que presentan los inversores grid-following en estas condiciones.

7.3.1.3. EL MARCO REGULATORIO EUROPEO: EL NC RFG 2.0

El principal instrumento regulatorio que convertirá la capacidad grid-forming en un requisito obligatorio a escala europea es la actualización del Network Code on Requirements for Generators, conocida como NC RfG 2.0. ENTSO-E publicó en noviembre de 2025. En este informe técnico de la fase II se habla de los requisitos del grid-forming, mencionando a ese como la base técnica para la adopción del nuevo código por parte de la Comisión Europea.

El documento establece que la capacidad grid-forming será un requisito técnico obligatorio en los puntos de conexión de todos los módulos donde predomina la generación no síncrona y de almacenamiento de potencia igual o superior a 1 MW conectados a la red europea.

La Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) recomendó en diciembre de 2023 la inclusión de estos requisitos en la actualización del código, con el fin de armonizar las exigencias técnicas en toda la Unión Europea.

Una vez adoptado el NC RfG 2.0 por la comisión europea, ENTSO-E publicará un documento de orientación para la implementación nacional (Implementation Guidance Document, IGD), y cada Estado miembro lo integrará en su propio marco normativo según su calendario. En el caso de España, este proceso deberá coordinarse con la actualización en curso de los Procedimientos de Operación y con el RD 997/2025, que ya establece mandatos a la CNMC y a Red Eléctrica para analizar y proponer mejoras en el control técnico de la red, incluyendo la respuesta ante variaciones rápidas de tensión.

7.3.1.4. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA Y PERSPECTIVAS DE DESPLIEGUE

En el momento del apagón, España no exigía capacidad grid-forming a sus instalaciones renovables. Sin embargo, eso cambió tras el apagón gracias a la actualización del P.O. 7.4 en junio de 2025. Esta supuso un primer paso al habilitar el control dinámico de tensión mediante seguimiento de consigna, pero no equivale a un requisito de operación grid-forming pleno.

El despliegue de esta capacidad en el parque instalado español es por tanto una asignatura pendiente que se desarrollará de forma progresiva en el horizonte 2025-2030, y tendrá dos vías principales de implementación.

La primera es la aplicación de nuevas instalaciones que a medida que entre en vigor el NC RfG 2.0 deberán incorporar capacidad grid-forming desde su diseño.

La segunda medida es más compleja y costosa. Esto se debe a que esta medida habla de la actualización del parque existente. En muchos casos el grid-forming es fundamentalmente una mejora de software en el algoritmo de control del inversor por lo que existe la posibilidad técnica de actualizar instalaciones ya en operación sin necesidad de sustituir el hardware. Sin embargo, para aplicar esta medida hace falta tanto la validación técnica de la instalación como la adaptación de los contratos de operación. Además, tras instalarlo hace falta mantenimiento para que el sistema siga funcionando.

La Asociación Empresarial Eólica ha señalado que los nuevos aerogeneradores ya están incorporando estas características en su diseño, y que las repotenciaciones de parques existentes son una oportunidad para maximizar el despliegue de capacidades grid-forming.

Aunque cualquier dispositivo con inversor puede incorporar grid-forming, las baterías son los dispositivos mejor posicionados para explotar esta tecnología gracias a su disponibilidad inmediata de energía y su velocidad de respuesta en el rango de milisegundos. Por otro lado, la hibridación de instalaciones fotovoltaicas o eólicas con sistemas BESS grid-forming representa el modelo de despliegue más eficiente, dado que permite combinar la generación renovable con la capacidad de estabilización de red en una sola instalación, reduciendo costes de conexión y gestión.

7.3.1.5. LIMITACIONES Y RETOS DE DESPLIEGUE

El despliegue masivo de grid-forming, a pesar de sus ventajas, enfrenta varios retos que justifican su clasificación como solución a largo plazo más que a corto o medio plazo, estos retos son los siguientes:

- 1) El sobrecoste respecto a los inversores grid-following convencionales, estimado en un 10-20%, que debe ser compensado mediante mecanismos de remuneración de

los servicios de red que actualmente no están plenamente desarrollados en el mercado español.

- 2) La necesidad de modernizar las infraestructuras de red existentes para aprovechar plenamente las capacidades que ofrecen estas tecnologías, incluyendo sistemas de comunicación y supervisión en tiempo real más avanzados.
- 3) La coordinación regulatoria entre operadores de transporte y distribución para definir los requisitos técnicos específicos de cada zona de la red, dado que el carácter local del control de tensión implica que las necesidades son muy diferentes en el sur fotovoltaico que en el norte con mayor generación síncrona.

Por ello es necesario analizar tanto sus ventajas como sus limitaciones para sacar el máximo provecho a esta tecnología.

7.3.2. OTRAS SOLUCIONES

Aparte de los inversores grid-forming, el sistema contempla un conjunto de soluciones complementarias que abordan dimensiones distintas de la estabilidad y resiliencia del sistema. Algunas soluciones abarcan la reconversión de activos térmicos en desuso, la digitalización avanzada de la red, la participación de la demanda y la actualización del marco regulatorio entre otras.

Sin embargo, las soluciones de este apartado por sí solas no son suficientes, es su despliegue en conjunto y coordinado de estas con las medidas de medio plazo constituye la base sobre la que deberá operar el sistema eléctrico español en el escenario de plena penetración renovable previsto para 2030 y más allá.

7.3.2.1. COMPENSADORES

SÍNCRONOS:

RECONVERSIÓN DE TÉRMICAS

Una de las soluciones que tienen especial interés si se analiza desde el punto de vista de la economía circular es la reconversión de las centrales térmicas cerradas en compensadores síncronos.

Cuando una central térmica de carbón o ciclo combinado cesa su actividad generadora, su grupo turbina-generator puede desacoplarse de la caldera o del compresor y reconvertirse en un compensador síncrono y con ello se mantiene la máquina rotativa conectada a la red y aporta inercia real y capacidad de control de potencia reactiva y lo hace sin consumir combustible.

Demostrando que es una alternativa que presenta ventajas significativas frente a la instalación de nuevos compensadores en subestaciones existentes con ello se aprovecha infraestructuras ya construidas, mantiene el empleo local en zonas de transición justa y evita los costes de desmantelamiento completo de las instalaciones.

En España, esta posibilidad está siendo considerada explícitamente en el contexto del cierre de centrales térmicas de carbón. Un ejemplo concreto es la reconversión térmica de la central de Teruel, en el término municipal de Andorra.

En ella su cierre de 1.100 MW de capacidad carbonífera está siendo sustituido por un complejo de 1.200 MW de energía eólica y solar denominado Nudo Mudéjar, que incluye baterías y un compensador síncrono para garantizar la calidad de la inyección renovable a la red en una zona históricamente dependiente de generación síncrona.

Este modelo de transición, en el que se sustituye la capacidad síncrona por renovables con compensadores, puede servir de referencia para otras zonas del país donde el cierre de térmicas ha dejado vacíos de inercia y control de tensión difíciles de cubrir únicamente con inversores. La previsión de Aurora Energy Research señala que, si se materializa el cierre de las centrales nucleares españolas según el calendario previsto para el 2030, el porcentaje de horas en que la inercia de generación programada caiga por debajo del umbral mínimo de 2 segundos exigido por ENTSO-E podría alcanzar el 50% y llegar al 87-92% en 2040-2050.

Ante el escenario, los compensadores síncronos ya sean de nueva instalación o reconvertidos de activos térmicos existentes se perfilan como la solución más robusta y estructural disponible para garantizar inercia real al sistema en el largo plazo, complementando a la inercia sintética que pueden proporcionar los inversores grid-forming y los sistemas BESS.

7.3.2.2. REDES INTELIGENTES (SMART GRID)

La digitalización avanzada de la red eléctrica corresponde a una de las transformaciones estructurales más profundas y necesarias por las que el sistema eléctrico español debe pasar en el horizonte de largo plazo.

Esto se debe al apagón del 28A, puesto que en él se manifestó una limitación crítica del sistema eléctrico español en la supervisión existentes. Esta corresponde a los sistemas de SCADA/EMS convencionales que están diseñados para operar con variables que cambian en la escala de segundos o minutos y estos resultaron insuficientes para detectar y anticipar la dinámica de las oscilaciones interáreas que precedieron al colapso, debido a que evolucionaron en la escala de milisegundos.

Esta diferencia de escala provocó una brecha entre la velocidad del fenómeno y la capacidad de observación del operador que es precisamente la que las tecnologías de medición sincronizada de área amplia y las redes inteligentes están llamadas a cerrar.

Un Smart Grid, es aquella que no solo se limita a transportar la electricidad, sino que también tiene la capacidad de monitorizarla y gestionarla gracias a la aplicación de nuevas tecnologías. A través de eso mejorar la eficiencia, fiabilidad, sostenibilidad y seguridad del suministro eléctrico. Trabaja con sensores y medidores inteligentes, recopila, con ellos analiza datos en tiempo real sobre el estado y rendimiento para coordinar de forma eficiente la generación, la transmisión, la distribución y el consumo de energía eléctrica.

7.3.2.2.1. FUNCIONAMIENTO

Por un lado, la red tradicional que es un elemento pasivo que se limita a transportar electricidad. Sin embargo, una red inteligente tiene la capacidad de integrar nuevas tecnologías, como sensores y medidores inteligentes, para equilibrar y optimizar en tiempo real el uso de todos los recursos de la red como la generación de electricidad, la demanda, la gestión de distribución de electricidad y el almacenamiento de energía.

La característica más disruptiva de la red inteligente respecto a la red tradicional es su bidireccionalidad. La Smart Grid no solo distribuye electricidad desde los generadores hasta los consumidores, sino que es capaz de gestionar flujo en ambas direcciones permitiendo que los propios consumidores con generación propia viertan a la red.

La red inteligente también es capaz de coordinar en tiempo real numerosos sistemas de control (telegestión) que se encargan de medir parámetros de todo tipo, como el consumo, la temperatura ambiental, el estado de carga de los conductores, entre otros. Con ello se puede facilitar la realización de acciones como reconfigurar la red para aislar un fallo, aprovechar momentos de alta producción solar para almacenar el exceso de producción, regular la demanda, entre otros.

7.3.2.2.2. ELEMENTOS QUE LA COMPONEN

En un sistema de redes inteligentes es evidente que hay una serie de elementos esenciales, cuyo funcionamiento interconectado permite optimizar la generación, distribución, almacenamiento y consumo de energía eléctrica.

Principalmente, estos componentes son los siguientes:

- **Soluciones de generación distribuida:** Incluye fuentes de energía descentralizadas, como placas solares, turbinas eólicas y sistemas de cogeneración. Debido a que estas permiten la producción de electricidad cercana al punto de consumo con el objetivo de reducir pérdidas en la transmisión y aumentar la eficiencia energética.
- **Sistemas de almacenamiento de energía:** La red inteligente utiliza tecnologías sostenibles, como baterías de iones de litio, volantes de inercia y almacenamiento térmico, para equilibrar la oferta y la demanda de energía para ayudar a gestionar la intermitencia de las fuentes renovables y mejorar la estabilidad de la red.

- **Medidores inteligentes (smart meters):** Dispositivos que registran el consumo de energía en tiempo real y permiten la comunicación bidireccional entre el consumidor y el proveedor de energía. Esta comunicación bidireccional permite gestionar la demanda de forma activa e implementar tarifas dinámicas que incentiven el consumo en horas de menor coste.
- **Sistemas de automatización y control:** Incluyen tecnologías como SCADA y sistemas de gestión de energía (EMS), que supervisan y controlan en tiempo real la operación de la red. Esto permite detectar y responder a fallos o fluctuaciones para mantener la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- **Infraestructura de telecomunicación:** Para lograr la transmisión de datos entre sus diferentes componentes, la red inteligente utiliza tecnologías como fibra óptica, comunicación por línea eléctrica (PLC) y redes inalámbricas.
- **Sistemas de gestión de la demanda (demand response):** Son herramientas que permiten ajustar el consumo de energía de los usuarios en respuesta a señales del operador de la red. Así, se incentiva la reducción de la demanda en momentos de alta carga.
- **Dispositivos de protección y calidad de energía:** Son equipos como relés inteligentes, interruptores automáticos y filtros de armónicos que protegen la infraestructura eléctrica y aseguran la calidad del suministro. Estos son muy importantes para mitigar problemas como sobretensiones, caídas de tensión y distorsiones armónicas.

7.3.2.2.3. VENTAJAS DE LA RED INTELIGENTE FRENTE A LA RED CONVENCIONAL

Entre las muchas ventajas que aportan las smart grids o redes eléctricas inteligentes, es de destacar las siguientes:

- **Mayor eficiencia y seguridad:** Dado que pueden reducir las pérdidas en la distribución mediante el monitoreo en tiempo real para:
 - a) Detectar cualquier desviación o pérdida de energía a lo largo de la red.
 - b) Identificar fugas y fallos en el cableado, las conexiones o el equipo.
 - c) Elegir la mejor ruta para transmisiones a larga distancia y distribuir la energía de forma eficiente.
 - d) Automatizar la gestión de carga para ajustarla a la demanda de electricidad en tiempo real.
- **Más información y uso responsable de la energía:** Los sistemas informáticos que posee la red inteligente proporcionan más información tanto al distribuidor como al usuario final, lo que permite hacer un uso más responsable y eficiente de la energía.
- **Reducción de emisiones:** Esto es posible por doble vía, gracias a la optimización del sistema y al aumento en la capacidad para incorporar energías renovables. Las redes pasivas trabajan con base en previsiones estáticas de demanda, mientras que una red inteligente o smart grid es capaz de adaptarse en tiempo real a la producción renovable, reduciendo la generación necesaria de fuentes más contaminantes.
- **Mayor calidad de suministro:** Gracias a su capacidad de adaptarse a los fallos o a los problemas de diferentes zonas. Además, una red inteligente tiene la posibilidad de gestionar dispositivos de almacenamiento y puntos de generación descentralizados, lo que ofrece una mayor seguridad en el suministro.
- **Mayor ahorro en el consumo:** Los usuarios pueden conocer en tiempo real el consumo y tarifa de la electricidad, lo que facilita que puedan gestionar sus dispositivos y reducir o ajustar su consumo de energía en momentos de alta demanda o cuando hay fluctuaciones en la generación.

- **Descentralización de la producción:** La energía que producen los consumidores puede almacenarse o ser aprovechada por otros usuarios, lo que reduce la dependencia de los grandes agentes implicados en la producción de energía.
- **Facilita la transición energética:** Las redes inteligentes favorecen la descarbonización de la economía gracias a su capacidad de integrar las energías renovables, facilitar la movilidad eléctrica y generar la energía de forma descentralizada, tanto en el ámbito residencial o industrial (autoconsumo) como para grandes plantas de generación.

7.3.2.2.4. WAMS: SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ÁREA AMPLIA

El Wide Area Measurement System (WAMS) es un sistema de mediciones distribuidas en el sistema eléctrico de potencia y son sistemas de supervisión del sistema eléctrico que utilizan mediciones sincronizadas en tiempo real que producen de múltiples puntos que geográficamente distribuidos de la red para construir una imagen dinámica y completa del estado del sistema, capturando fenómenos que evolucionan a escala de milisegundos.

La clave de funcionamiento de esta tecnología es la sincronización temporal, las mediciones obtenidas se marcan con una estampilla de tiempo precisa proporcionada por el GPS y esto permite comparar directamente señales procedentes de subestaciones separadas por cientos o miles de kilómetros y así detectar diferencia de fase angular entre generadores que son la señal más temprana de una pérdida de sincronismo inminente.

El primer sistema WAMS operativo a gran escala fue el de la Bonneville Power Administration de Estados Unidos, se desarrolló a principios de 1990 y desde entonces su despliegue se expandió de forma progresiva por los grandes sistemas eléctricos del mundo.

Por su parte ENTSO-E opera un WAMS a escala europea, durante el 28A y en donde se capturó con detalle la secuencia de oscilaciones interáreas además de los ángulos de fase y la dinámica del colapso. La información obtenida fue fundamental para la reconstrucción técnica del evento recogida en el informe factual de octubre de 2025. No obstante, la cobertura que proporcionaba este sistema en el interior de la Península Ibérica resultó insuficientemente densa para proporcionar al operador del sistema español la resolución espacial necesaria para detectar localmente las oscilaciones en tiempo real con antelación suficiente para actuar.

7.3.2.2.5. PMU: UNIDADES DE MEDIDAS FASORIAL

Las unidades de medición fasorial o PMU, son un recurso lógico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia. Los avances tecnológicos y las investigaciones en este campo permiten mediante las PMU obtener los fasores de tensión y corriente de forma sincronizada.

Los equipos PMU son los únicos con los que se puede calcular los ángulos en diferentes puntos del sistema de potencia. Igualmente, se muestran las ondas tanto de voltaje como de corriente y con ellas se permiten calcular los valores de secuencia positiva de las tres fases.

Los cálculos que las PMU realizan son actualizado treinta veces por segundo y se envían a un ordenador central. La característica clave de las medidas es que el muestreo de datos y los cálculos son precisamente sincronizados con el sistema de posicionamiento global (GPS). El GPS es en la actualidad una fuente unidireccional de tiempo y de frecuencia.

Los fasores deben tener la misma referencia de tiempo para sus ángulos, por ende, las mediciones sincronizadas con el GPS permiten la alineación exacta de los datos de cada una de las nueve estaciones a pesar de estar separadas por cientos de kilómetros. Además, la sincronización a través de los GPS tiene un error menor a un microsegundo y cada fasor calculado por las PMU tiene su etiqueta de tiempo.

La adquisición de datos de la red es realizada por las PMU, las cuales deben ser ubicadas en puntos estratégicos del sistema de potencia para una mejor capacidad de observación. Las PMU, mediante el uso de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, presentan un número de aplicaciones lo que cada vez más compañías eléctricas optan por su empleo.

Los PMU, si hablamos en el contexto del 28A, la disponibilidad de una red de defensa en el sistema español de esta tecnología habría permitido al operador del sistema detectar el deterioro del amortiguamiento de las oscilaciones interáreas durante la franja de 12:00-12:30 h. Debido a que en esta franja fue cuando el amortiguamiento cayó al 1% frente al 5% mínimo exigido, Si esta información se hubiera procesado en tiempo real se habría podido generar alertas automáticas y con ello ampliar la ventana de actuación del operador varios minutos antes del colapso definitivo.

El proyecto europeo Respondent, cuya demostración final se realizó en Barcelona en marzo de 2025, validó en condiciones reales el uso combinado de PMU y habilidades con tecnología de posicionamiento Galileo y con sincronización de nanosegundos de los algoritmos de inteligencia artificial para la monitorización de la red en tiempo real, la predicción de generación renovable y además el equilibrio de oferta-demanda.

Los resultados confirmaron que esta combinación permite detectar inestabilidades emergentes con suficiente antelación para que el operador o los sistemas automatizados puedan tomar medidas correctivas antes de que el sistema alcance el punto de no retorno.

7.3.2.2.6. INTELIGENCIA ARTIFICIAL APLICADA A LA GESTIÓN DE LA RED

La inteligencia artificial en los sistemas de gestión de red representa el siguiente paso en la evolución de los smart grids, dado que con este se pasó de la supervisión reactiva a la supervisión predictiva y autónoma.

Los algoritmos de aprendizaje automático pueden analizar el enorme volumen de datos que generan los PMU y los sistemas SCADA y con ello se pueden identificar patrones de comportamiento que preceden a situaciones de inestabilidad, generar alertas predictivas con antelación suficiente para actuar, optimizar en tiempo real el despacho de unidades generadoras teniendo en cuenta la estabilidad dinámica y no solo el coste económico, y detectar fallos incipientes en transformadores, líneas y protecciones antes de que se materialicen.

Según la Agencia Internacional de la Energía, la aplicación de inteligencia artificial en la gestión de redes eléctricas podría liberar hasta 175 GW de capacidad de transmisión ya instalada, reduciendo la necesidad de nuevas inversiones en infraestructuras. Iberdrola ha desarrollado modelos de IA para así predecir qué activos de la red tienen mayor probabilidad de fallo. El objetivo que se busca con esto es que el sistema esté plenamente operativo en 2026.

La consultora Apiux estima que la aplicación de redes bayesianas y modelos de machine learning podría reducir el desperdicio energético en un 15%, y que las herramientas de IA han demostrado una precisión del 95% en la predicción del consumo incluso en escenarios de alta incertidumbre.

En el ámbito de la estabilidad del sistema, los algoritmos de IA son especialmente valiosos para la detección temprana de oscilaciones poco amortiguadas, como las que precedieron al 28A, y para la optimización automática de los parámetros de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) y otros dispositivos de amortiguamiento.

La combinación de WAMS, PMU e IA constituye así el sistema nervioso digital que el sistema eléctrico español necesita para operar con seguridad en el escenario de alta penetración de renovable del horizonte 2030-2050.

7.3.2.2.7. INICIATIVAS PARA EL DESARROLLO REDES INTELIGENTES

Este tema es prioritario en la agenda de muchos países, en la actualidad, hay hasta 130 naciones que están trabajando en iniciativas para lograr emisiones neutras en 2050, algo que va a requerir una fuerte descarbonización de la producción eléctrica.

En el Real Decreto 1125/2021, el gobierno español destinó 525 millones de euros a iniciativas como digitalizar la red eléctrica e impulsar la recarga de vehículos eléctricos en la vía pública entre 2021 y 2023. Además, en 2024, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), España canalizó fondos europeos del programa Next Generation EU a través del Fondo de Resiliencia Autonómica (FRA) hacia proyectos de promoción de redes inteligentes para la transición energética.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 fija los objetivos explícitos de modernización de la red eléctrica mediante su transformación en red inteligente, señalando textualmente que “el desarrollo digital, o las redes inteligentes, son ejemplos de disciplinas necesarias para abordar el reto climático de una manera integral”.

Por ello se puede esperar que en los próximos años haya una fuerte inversión en este tipo de redes, puesto que son un elemento crítico para lograr los objetivos de transición energética y cero emisiones que persiguen muchos países.

7.3.2.2.8. EL FUTURO DE LA RED INTELIGENTE

La tendencia del modelo energético actual es evolucionar hacia un sistema cada vez más descentralizado y así revolucionar la forma en la que generamos y consumimos la energía.

En este sentido, los consumidores pasarán a convertirse en “prosumidores”, dado que también tendrán la opción de generar, compartir, vender o almacenar energía. Sin embargo, para ello, es necesario contar con redes eléctricas inteligentes que permitan esta democratización de la producción eléctrica de una forma eficiente y segura, aprovechando el potencial de las fuentes de energía renovables.

Por ello en los próximos años, la red inteligente tiene que afrontar algunos desafíos:

- Aumentar la capacidad de generación renovable y descentralizada.
- Extender la electrificación a otros usos (transporte, climatización, entre otros).
- Adaptarse a la nueva demanda de los consumidores.

7.3.2.3. RESPUESTA DE DEMANDA Y V2G

La respuesta activa de la demanda (Demand Response) y el Vehicle-to-Grid representan dos caras de un mismo paradigma. Este paradigma es el correspondiente a la transformación del consumidor de agente pasivo a participante activo en el equilibrio del sistema, mientras las soluciones de los apartados anteriores son desde el lado de la generación y la red de transporte. Por lo que la respuesta de la demanda y el V2G actúan desde el lado del consumo, convirtiendo millones de puntos de demanda en recursos flexibles que el operador del sistema puede movilizar para mantener el equilibrio entre generación y consumo en tiempo real.

7.3.2.3.1. RESPUESTA DE DEMANDA (DEMAND RESPONSE)

La respuesta de la demanda, que corresponde a la capacidad de los consumidores ya sean hogares, industrias, grandes superficies y centros de datos de modular su consumo eléctrico de forma voluntaria o automatizada en respuesta a señales del operador del sistema y se opera a precios del mercado eléctrico o a condiciones técnicas de la red.

Si se analiza desde el punto de vista del sistema eléctrico, si un consumidor que reduce su demanda en 10 MW en un momento de contingencia ante un fallo, el efecto que se produciría sería similar al de un generador que aporta 10 MW adicionales por lo que ambos tienen el mismo efecto estabilizador pero el consumidor tiene la ventaja de poder hacer la acción en tiempos muy inferiores a los de cualquier central convencional.

Si lo relacionamos con el 28A, el colapso se produjo en parte por la incapacidad del sistema de compensar la pérdida de 15 GW de generación en un plazo de 5 segundos. En este caso la disponibilidad de demanda industrial flexible con capacidad de respuesta automática en milisegundos habría aportado al sistema un margen adicional de seguridad que los mecanismos de regulación convencionales no pudieron proporcionar.

La gran industria, como la electro-intensiva, las plantas de electrolisis para la producción de hidrógeno verde, fundiciones, plantas de cementeras y los centros de datos, corresponden al segmento con mayor potencial de respuesta rápida y con mayor impacto unitario sobre el balance del sistema y esto se debe a que concentran grandes bloques de demanda en puntos únicos que pueden desconectarse de forma automática y que coordinan con el operador.

Existen dos modalidades principales de respuesta de la demanda:

- **La respuesta explícita:** En esta el consumidor acuerda contractualmente con el operador o un agregador su disponibilidad con el objeto de reducir o desplazar su consumo a cambio de una remuneración económica.
- **La respuesta implícita:** En esta el consumidor reacciona de forma autónoma a señales de precio del mercado, como las tarifas horarias, para posteriormente ajustar su consumo a los periodos de menor precio, que suelen coincidir con los de mayor generación renovable.

Ambas modalidades contribuyen a aplanar la curva de demanda neta a través de la reducción de los picos de consumo que obligan a movilizar la generación y los valles que generan excedentes renovables no gestionables.

Un evento de respuesta de demanda implica los siguientes pasos:

- a) El gestor de la red prevé un problema de estabilidad de la red y envía una notificación de equilibrio al agregador.
- b) El agregador recibe la orden de equilibrio y utiliza algoritmos especiales. Con ellos busca optimizar la distribución de la demanda entre los clientes de su cartera con el fin de reducir o aumentar su consumo de energía.
- c) El cliente designado modula su nivel de consumo/generación (esto se puede hacer tanto de forma automática como manual).
- d) La modulación de la carga se pone a disposición del gestor de la red.
- e) Tras verificar el correcto rendimiento del servicio, el cliente recibe el pago establecido en el contrato.

La respuesta de demanda es además una solución con coste de despliegue muy inferior a las de las infraestructuras físicas de generación o almacenamiento, dado que aprovecha la capacidad existente en los propios consumidores sin necesidad de nueva inversión en activos. Igualmente, su principal limitación es que requiere una regulación clara que reconozca y remunere adecuadamente los servicios que los consumidores flexibles prestan al sistema, así como la infraestructura de comunicación y medición necesaria para activar y verificar la respuesta en tiempo real.

Numerosas empresas, en sectores muy diferentes entre sí, ya se están beneficiando de los programas de Respuesta a la Demanda [165]:

- **Laterlite:** La empresa italiana líder en el sector de los productos aislantes ligeros para la construcción ha identificado áreas de flexibilidad energética dentro de su planta de producción de Rubbiano (Parma), participando en programas de Respuesta a la Demanda sin comprometer su ciclo de producción. El resultado ha sido la valorización de los activos energéticos internos y un retorno económico directo.

- **CloudCIX:** El centro de datos irlandés, con una superficie de más de 3000 m², ha implementado un proceso sencillo e inmediato para responder a las solicitudes de reducción del consumo manteniendo al mismo tiempo la continuidad operativa. Una estrategia ganadora para optimizar los costes y contribuir a la transición energética.
- **US Cold Storage:** Operador logístico del sector de la refrigeración que ha ampliado su participación en los programas de Respuesta a la Demanda a más de 20 emplazamientos en todo el país. Este enfoque ha permitido mejorar la eficiencia energética, aumentar la resiliencia y reforzar los compromisos en materia de sostenibilidad.

En España, el desarrollo de los mercados de servicios de ajuste y el papel de los agregadores de demanda, entidades que agrupan la flexibilidad de múltiples consumidores para participar en los mercados mayoristas, sigue siendo una asignatura pendiente cuya maduración es condición necesaria para aprovechar plenamente este recurso.

7.3.2.3.2. VEHICLE-TO-GRID (V2G)

La tecnología vehículo-red (V2G) permite que un vehículo eléctrico funcione como una batería y suministre energía a un hogar o la devuelva a la red eléctrica. Además, ofrece la posibilidad de usar los coches eléctricos como si fueran baterías estacionarias, capaces de almacenar energía eléctrica mediante un punto de carga y circular sin emisiones, pero también de devolverla a la red eléctrica. En este caso, existen dos opciones: devolverla a la red eléctrica para que esos kilovatios-hora puedan utilizarse en otro lugar de la red o utilizarla directamente en el domicilio del propietario del vehículo.

Esto une a los sectores eléctrico y automotriz para optimizar el consumo energético, todo ello en una sociedad que experimenta una rápida electrificación. Buscando que la movilidad eléctrica se convierta en el futuro del transporte, permitiendo realizar viajes, tanto largos como cortos, utilizando electricidad en lugar de combustibles fósiles como la gasolina o el diésel. Pero la tecnología ha ido un paso más allá y, en medio de la electrificación de la sociedad y la industria, los vehículos eléctricos pueden convertirse en aliados para optimizar el consumo de energía más allá del transporte gracias a la tecnología V2G.

De este modo, las redes inteligentes y la movilidad eléctrica podrían trabajar juntas para así crear un sistema más sostenible, resiliente y autónomo en el que cualquier coche se convierte en una batería sobre ruedas. Sin embargo, es imprescindible que las estaciones estén preparadas para ello.

En este sentido, los operadores de redes de distribución europeas están avanzando con decisión hacia la integración de la tecnología V2G, promoviendo la estandarización, la certificación y la interoperabilidad para que los vehículos eléctricos puedan ofrecer flexibilidad a la red eléctrica de forma segura y coordinada. La carga bidireccional y los vehículos V2X (vehículo a todo) ya se están incorporando a los nuevos códigos de red, con una estrecha colaboración entre los operadores de redes de distribución y transmisión y los operadores de carga para armonizar los protocolos y facilitar su adopción masiva.

La tecnología V2G es bidireccional dado que la red transfiere energía al vehículo y viceversa. Para que esto sea posible la infraestructura tiene que estar preparada y que ofrezca la posibilidad de gestionar de forma inteligente la carga de la batería en este caso, del coche eléctrico y devolverla a la red eléctrica en el momento adecuado.

Los elementos esenciales para la instalación de un sistema vehículo-red son los siguientes:

- **Un coche eléctrico con sistema de carga bidireccional:** Esto se debe a que no todos los vehículos del mercado cuentan con esta capacidad y para implementar un sistema V2G, es indispensable que el sistema de carga y la batería puedan recibir y compartir energía, por ello fabricantes importantes ya están implementando esta tecnología en sus modelos.
- **Un cargador y conectores adecuados:** Tanto el cargador como los conectores deben ser compatibles con un sistema de carga bidireccional.
- **Un sistema de control inteligente:** Además del hardware, los sistemas V2G deben contar con diversos programas de software para controlar diferentes aspectos. También se recomienda una red inteligente para cargar en horas de baja demanda y liberar la energía almacenada cuando sea más beneficioso. Asimismo, las baterías deben disponer de un Sistema de Gestión de Baterías (BMS) que autorice la carga y descarga y garantice la estabilidad del sistema (mediante el control de la temperatura, la degradación, la potencia, entre otros).

La tecnología V2G también tiene sus beneficios:

- **Los vehículos eléctricos se convierten en almacenamiento distribuido de electricidad:** Un coche puede convertirse en una forma de almacenar energía eléctrica para usarla posteriormente en el transporte, para abastecer un hogar o negocio, o para devolverla a la red eléctrica, optimizando así el gasto y el consumo energético de su propietario.
- **Mejorar la resiliencia energética:** En caso de un fallo en la red eléctrica, disponer de una batería supone una gran diferencia, sobre todo en zonas con temperaturas extremas o lugares aislados. Un vehículo eléctrico conectado a la red puede ofrecer este servicio, además de su movilidad característica, garantizando el suministro eléctrico a su usuario durante varias horas, dependiendo del tipo de batería del vehículo y de la pérdida que se produzca en el convertidor.
- **Flexibilidad para las redes:** Esta tecnología impulsará la incorporación de baterías capaces de almacenar la electricidad producida por fuentes renovables en momentos de máxima producción y liberarla cuando sea necesario a través de una red móvil y descentralizada.
- **Ahorros en la factura:** Esta tecnología contribuye a mejorar la eficiencia energética y reducir costes.
- **Apoyo a la descarbonización:** Las baterías se perfilan como una opción muy atractiva para crear soluciones flexibles que permitan un mayor uso de las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, cuya intermitencia impide un suministro continuo y estable a lo largo del día. Para hacer frente a las fluctuaciones del mercado y alejarnos de los combustibles fósiles, necesitamos incorporar más baterías a la red eléctrica para reducir la dependencia de esta fuente de energía y posibilitar el uso de electricidad generada a partir de fuentes renovables.

El marco legislativo que regula la tecnología V2G varía significativamente según la región, debido a la complejidad de su implementación, condicionada por cuatro factores:

- 1) El usuario
- 2) El proveedor de servicios de movilidad o EMSP

3) El operador del punto de recarga (CPO)

4) El agregador o mercado energético

A nivel europeo, los desarrolladores deben tener en cuenta varias normas al desarrollar esta tecnología.

En primer lugar, la Directiva (UE) 2019/944 promueve un mercado interior centrado en el consumidor e incluye activamente a los consumidores mediante la agregación para que puedan aportar el excedente de electricidad para autoconsumo a la matriz energética.

En segundo lugar, el Reglamento (UE) 2019/943 establece que las tarifas no deben discriminar ni desalentar el almacenamiento o la agregación de energía con el fin de promover un sistema energético más flexible, en el que las baterías de todo tipo desempeñan un papel fundamental.

En tercer lugar y además la más relevante, la Directiva (UE) 2023/2413, que considera la bidireccionalidad y la carga inteligente como una medida de flexibilidad y utilización de energías renovables, lo que afecta directamente a la tecnología V2G, situándola en el mapa como una tecnología emergente para tener en cuenta.

Si hablamos de la regulación de la movilidad con combustibles alternativos también está avanzando en la legislación con el Reglamento (UE) 2023/1804. Esta se centra en mejorar la experiencia del usuario y la disponibilidad de puntos de recarga para este nuevo tipo de vehículos.

Este apoyo legislativo reduce las barreras estructurales y fomenta la carga bidireccional, permitiendo que los vehículos eléctricos (VE) actúen como recursos flexibles para la red eléctrica. Sin embargo, una limitación que presenta es que la adopción de estos vehículos es gradual, dado que requiere una inversión inicial considerable y depende de las ofertas promovidas por los agregadores y de los acuerdos con los fabricantes y los puntos de recarga.

Estados Unidos juega un papel en esta tecnología puesto que la Orden n.º 2222 de la FERC promueve la inclusión de fuentes de energía distribuidas en las redes eléctricas, si bien su aplicación es desigual en todo el país, esta normativa es imprescindible para la tecnología V2G, debido a que las baterías de los vehículos eléctricos se incluirían en este tipo de fuente de energía distribuida.

En España, por su parte, se ha presentado recientemente una modificación del Real Decreto 244/2019 que abre definitivamente la puerta a la recarga bidireccional. Este proyecto regula el uso de vehículos eléctricos como almacenamiento distribuido, permitiendo a los usuarios inyectar energía a sus hogares o a la red sin penalizaciones económicas. Con este cambio, los coches eléctricos dejan de ser meros receptores para convertirse en una pieza clave de la gestión energética nacional.

Además de las diversas normativas vigentes en los principales territorios, es fundamental que esta nueva tecnología cumpla con los estándares de seguridad para garantizar un uso responsable y seguro para todos. Entre los estándares a considerar se encuentra la norma ISO 15118, que define el estándar de comunicación de alto nivel (HLC) entre un vehículo eléctrico (VE) y su cargador (EVSE) para coordinar de forma segura la carga y descarga a la red eléctrica o a un edificio.

Esta norma establece los parámetros para promover la carga inteligente, lo que permite optimizar y programar los perfiles de carga y descarga, establecer preferencias y aprovechar los intervalos de tiempo para lograr un uso lo más eficiente posible de la electricidad.

Por último, si hablamos del futuro de la tecnología V2G depende en gran medida de los avances legislativos que la conviertan en una opción atractiva para los conductores y segura para la red eléctrica, dado que a pesar de sus múltiples beneficios la tecnología desarrollada debe equilibrar adecuadamente este nuevo modelo descentralizado mediante una gestión inteligente de la demanda. Lo que plantea desafíos en la coordinación de todos los sectores involucrados, no solo a nivel regulatorio, sino también tecnológico. No obstante, muchos fabricantes ya están incorporando esta opción en sus nuevos vehículos, preparándose para un futuro en el que la carga bidireccional será la norma a medida que la movilidad eléctrica crezca a nivel mundial.

Además, Iberdrola está dando los primeros pasos para incorporar esta tecnología en algunos proyectos. Como en Noronha Verde, ubicada en Fernando de Noronha (Brasil), Patrimonio de la Humanidad, que se transformará en la primera isla oceánica habitada de Latinoamérica con un modelo energético altamente sostenible, incluyendo la movilidad. Con esto en mente, el equipo del proyecto ha instalado varios puntos de carga V2G en la isla que permitirán convertir la flota de 14 vehículos en una red de almacenamiento flexible. En España, el equipo también realizó varias pruebas en el Campus Iberdrola de San Agustín de Guadalix con

puntos de carga bidireccionales con el objetivo de identificar su valor en un hipotético escenario totalmente renovable [165].

7.3.2.4. ACTUALIZACIÓN REGULATORIA: RD 997/2025 Y REVISIÓN DE LOS NETWORK CODES

Las soluciones tecnológicas descritas a lo largo de este capítulo, inversores grid-forming, compensadores síncronos, redes inteligentes, almacenamiento con baterías, respuesta de la demanda y V2G, comparten una condición necesaria para su despliegue efectivo.

Esta condición corresponde a la existencia de un marco regulatorio que las reconozca, además de exigir donde son necesarias que las reconozca, las exija donde son necesarias que ralentizan su implementación.

En el apagón se mostró la brecha entre la evolución tecnológica del sistema y la adaptación del marco normativo que lo gobierna había alcanzado un punto crítico. La respuesta regulatoria desplegada desde entonces, tanto a nivel nacional como europeo, constituye en sí misma una solución estructural de largo plazo sin la cual ninguna de las demás medidas puede alcanzar su pleno potencial.

7.3.2.4.1. REAL DECRETO 997/2025: MEDIDAS URGENTES PARA EL REFUERZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, aprobado por el Consejo de Ministros a propuesta del MITECO. Esta normativa constituye la respuesta regulatoria nacional más directa y completa al apagón del 28A.

La norma fue publicada por el BOE el 6 de noviembre de 2025. En esta se declara formalmente al sistema eléctrico como servicio esencial de interés económico general y establece un conjunto articulado de medidas orientadas a reforzar la resiliencia, robustez y estabilidad del sistema en el nuevo escenario de alta penetración de renovable.

En cuanto al almacenamiento, el Real Decreto 997/2025 introduce las simplificaciones administrativas más relevantes desde la perspectiva del despliegue de BESS:

- La exención de evaluación de impacto ambiental simplificada para módulos de baterías hibridados dentro de la poligonal de proyectos renovables ya evaluados.
- La reducción a la mitad de los plazos de tramitación para las instalaciones de almacenamiento declaradas de interés público urgente.
- La actualización de la definición técnica de potencia instalada para módulos de almacenamiento electroquímico, eliminando ambigüedades que dificultaban la tramitación de autorizaciones.

Estas medidas desbloquean directamente decenas de proyectos de hibridación que estaban paralizados por la duplicidad de trámites ambientales y la incertidumbre regulatoria.

En materia de control de red, el decreto establece mandatos explícitos a la CNMC y a REE con plazos concretos de cumplimiento:

- En 3 meses desde la entrada en vigor, la CNMC debe publicar un informe sobre el cumplimiento de las obligaciones de control de tensión por parte de los agentes del sistema.
- En 9 meses se debe completar un plan extraordinario de inspección de las capacidades de reposición del servicio.
- REE, en 3 meses, debe analizar la instalación y configuración los PSS (Power System Stabilizers) y POD (Power Oscillation Dampers) en los grandes grupos generadores. Igualmente, debe proponer una regulación de respuesta ante

variaciones rápidas de tensión y revisar los requisitos de estabilidad dinámica del sistema.

Estos mandatos son especialmente significativos porque abordan dos de las causas identificadas en los informes técnicos sobre el 28A. El incumplimiento por parte de algunos generadores de sus obligaciones de control de tensión y la ausencia de mecanismos de detección y respuesta ante variaciones dinámicas de tensión de tipo RoCoV. Por ello el decreto sitúa así la responsabilidad de corrección tanto en el regulador como en el operador del sistema estableciendo plazos que garantizan la rendición de cuentas.

7.3.2.4.2. INFORME CNMC PRO/CNMC/001/26: LA HOJA DE RUTA REGULATORIA POST 28A

En marzo de 2026, la CNMC publicó su informe de recomendaciones PRO/CNMC/001/26, que constituye el documento regulatorio más completo elaborado hasta la fecha sobre las lecciones del 28A.

En el informe se dan hasta 20 medidas específicas que abarcan desde la mejora del control de tensión y la coordinación entre operadores hasta la monitorización del autoconsumo y armonización normativa con los estándares europeos.

Entre las medidas de mayor relevancia para el largo plazo destacan las siguientes:

- La necesidad de definir métricas de voltaje más sofisticadas, incluyendo la volatilidad aceptable de la tensión, que vayan más allá del simple control de valores absolutos y permitan detectar dinámicas peligrosas antes de que superen los umbrales estáticos de alarma.
- La armonización del límite operativo de tensión en 420 kV, frente a los 435 kV que permitía la normativa española anterior y estaba por encima del estándar europeo, es una diferencia que el informe identifica como uno de los factores que creó las condiciones estructurales para que el apagón fuera posible.
- La obligación de extender las limitaciones de rampas de producción, que actualmente aplicables a las instalaciones RECORE posteriores a la Orden TED/749/2020, al resto de instalaciones, incluyendo las conectadas a la red de distribución.
- La mejora de la monitorización de las instalaciones de autoconsumo por debajo de 1 MW, que en el momento del 28A eran completamente invisibles para el operador del sistema y cuyas desconexiones masivas contribuyeron de forma significativa al colapso.

El informe concluye que, en el momento del incidente, el sistema disponía de las herramientas normativas y los mecanismos formales necesarios para garantizar el suministro.

El problema no era la ausencia de regulación, sino la inadaptación de los marcos técnicos, operativos y normativos a la nueva realidad de un sistema en plena transformación energética.

7.3.2.4.3. REVISIÓN DE LOS NETWORK CODES EUROPEOS

A escala europea, la revisión de los Códigos de Red (Network Codes) de ENTSO-E constituye el instrumento normativo de mayor alcance e impacto a largo plazo sobre el sistema eléctrico español. Esto se debe a que estos códigos tienen rango de reglamento europeo y son de aplicación directa en todos los Estados miembros sin necesidad de transposición nacional.

El Network Code on Requirements for Generators (NC RfG), ya referenciado en el apartado 7.3.1 en su versión 2.0, establece los requisitos técnicos que deben cumplir las nuevas instalaciones de generación y almacenamiento conectadas a la red europea. En ellas se incluye la obligatoriedad de capacidad grid-forming para las instalaciones de potencial igual o superior a 1 MW.

Su adopción formal por la Comisión Europea, prevista para finales de 2025, marcará el inicio de un proceso de implementación nacional que en el caso de España deberá coordinarse con la actualización de los Procedimientos de Operación de Red Eléctrica.

Además, el Network Code on Emergency and Restoration (NC ECR) regula los procedimientos de actuación ante situaciones de emergencia del sistema y los protocolos de restauración ante un colapso total. En el apagón se demostró la necesidad de actualizar este código para así incorporar los nuevos escenarios de inestabilidad que puede generar un sistema dominado por generación basada en inversores.

Por último, el System Operation Guidelines (SO GL) regula los procedimientos de coordinación operativa entre los operadores del sistema de transporte de los diferentes países europeos. Una de las conclusiones más claras del informe final de ENTSO-E sobre el 28A es que la coordinación entre Red Eléctrica y RTE (Francia) en los minutos previos al colapso fue insuficiente, y que la mejora de los protocolos de intercambio de datos en tiempo real entre TSOs es una de las medidas con mayor potencial para prevenir la propagación de perturbaciones locales a escala continental. La revisión del SO GL en este sentido es por tanto una prioridad regulatoria identificada explícitamente por ENTSO-E.

7.3.2.4.4. EL PAPEL DEL MARCO REGULATORIO COMO HABILITADOR DE LAS SOLUCIONES TÉCNICAS

La conclusión que se saca de este análisis regulatoria es que el conjunto de todas las actualizaciones es la clave para el progreso. Los inversores grid-forming existían antes del 28A y eran tecnológicamente maduros, pero la ausencia de un requisito regulatorio que los exigiera y de un mecanismo de mercado que remunerara los servicios que prestan hizo que su despliegue fuera económicamente inviable para los promotores.

Mientras que el almacenamiento con baterías tenía un enorme potencial antes del 28A, pero los plazos de tramitación excesivos y la indefinición regulatoria frenaban su desarrollo. La respuesta de la demanda y el V2G son tecnologías disponibles, pero sin un marco de remuneración claro y estable no pueden desplegarse a escala comercial.

La actualización regulatoria que se está produciendo en España y en Europa desde el 28A no es simplemente una respuesta reactiva a un incidente pasado, sino la construcción del entorno normativo sin el cual la transición energética no puede completarse de forma segura.

La velocidad y la coherencia con que se desarrollen estas actualizaciones regulatorias determinará en gran medida si el sistema eléctrico español podrá operar con plena seguridad en el escenario de alta penetración renovable que el propio PNIEC establece como objetivo para 2030.

7.3.2.5. EXPERTOS EUROPEOS RECOMIENDAN A ESPAÑA QUE CAMBIE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE LA RED

El informe final de los expertos sobre el apagón concluye que no hubo una causa única, sino que fue el resultado de una combinación compleja de fallos técnicos, limitaciones estructurales del sistema y decisiones operativas que, en conjunto, desencadenaron una reacción en cadena imposible de detener. Analizando el evento en profundidad se llevaron a diferentes conclusiones.

El primer aspecto para tratar es la ineficacia en el control dinámico de tensión del sistema eléctrico, esta ineficacia la consideran el elemento central del colapso y fue agravada por múltiples factores concurrentes. Entre ellos, destaca la incapacidad de varias centrales convencionales para ajustar adecuadamente su potencia reactiva, el comportamiento de las energías renovables y la desconexión automática de instalaciones por protecciones configuradas de forma no alineada con las necesidades del sistema.

A ello se sumaron condiciones estructurales del sistema español, como un rango de operación de tensión más amplio que en otros países europeos, lo que reducía el margen de seguridad entre los niveles normales de funcionamiento y los umbrales de desconexión. Además, la gestión manual de equipos clave como los reactores de compensación influyó en el colapso. Debido a que produjeron retrasos en la respuesta operativa, y la falta de mecanismos regulatorios que incentivaran un comportamiento dinámico adecuado por parte de los generadores.

Igualmente, dos episodios de oscilaciones eléctricas, uno local y otro de carácter continental, que obligaron a adoptar medidas operativas que, si bien mitigaron dichas oscilaciones, contribuyeron indirectamente al aumento de la tensión en el sistema ibérico.

En los segundos críticos previos al colapso, una serie de desconexiones simultáneas de generación, tanto a gran escala como en instalaciones pequeñas incluidos sistemas fotovoltaicos domésticos, redujo la capacidad del sistema para absorber energía reactiva, acelerando la subida de tensión. El proceso derivó en una cascada de fallos que los mecanismos automáticos de defensa no lograron contener, llevando al sistema a un “punto de no retorno”.

España operaba con un techo de tensión anormalmente alto respecto a Europa, como consecuencia se produjo una reducción a prácticamente cero el margen de maniobra del operador ante una subida de tensión. Cuando se produjo el colapso por sobretensión del 28A, los generadores alcanzaron sus umbrales de desconexión casi de inmediato porque la tensión de partida ya estaba en el extremo superior del rango permitido. Bajar el límite a 420 kV no es bajar la tensión del sistema, sino recuperar el margen de seguridad que el resto de Europa mantiene desde hace décadas.

7.3.2.6. REINO UNIDO APUESTA POR GIGANTESCOS VOLANTES DE INERCIA DE 40 TONELADAS PARA ESTABILIZAR LA RED Y AYUDAR A EVITAR APAGONES

Se están realizando proyectos británicos en donde se utilizan 40 toneladas para así estabilizar la red y con ello poder prevenir apagones como el 28A.

Los apagones a gran escala tienen algo inquietante cuando la red colapsa, no basta con reactivar las centrales. Recuperar todo el sistema es un proceso lento y delicado que puede llevar horas. Puesto que cada central, cada línea y cada subestación debe sincronizarse con precisión.

En 2019, ocurrió algo interesante en Reino Unido, el país vivió una crisis similar al 28A. Desde entonces ha empezado a desplegar una tecnología que hoy muchos expertos consideran una herramienta clave para las redes eléctricas dominadas por renovables, estos son los sistemas de almacenamiento mediante volantes de inercia que se les conoce como FESS (Flywheel Energy Storage Systems).

Los volantes de inercia como ya se dijo previamente son en esencia, una batería mecánica que poseen una rueda extremadamente pesada que gira a gran velocidad dentro de una cámara controlada. La energía se almacena en forma de energía cinética rotacional. Por lo que cuanto más rápido gira la rueda, más energía almacena.

Estos sistemas presentan varias características muy interesantes [168]:

- **Alta eficiencia energética:** La eficiencia de ida y vuelta suele situarse entre el 90% y el 95 %, un valor muy competitivo frente a otras formas de almacenamiento.
- **Respuesta casi instantánea:** Pueden liberar o absorber energía en fracciones de segundo.
- **Gran durabilidad:** A diferencia de las baterías químicas, pueden realizar millones de ciclos de carga y descarga sin degradación significativa.

Estas tecnologías aportan un elemento muy importante a la red para su estabilidad que es la inercia.

Tras los apagones de 2019, el operador del sistema eléctrico británico impulsó varios proyectos para reforzar la estabilidad de la red.

Uno de los ejemplos más conocidos es el Greener Grid Park de Liverpool, operado por la empresa energética Statkraft. Que es una instalación alberga dos volantes de inercia de 40.000 kilogramos cada uno, conectados a compensadores síncronos. Este tipo de equipos aporta estabilidad adicional al sistema eléctrico. Aunque puede parecer poco, pero una sola instalación de este tipo llega a proporcionar alrededor de un 1 % de la inercia necesaria para toda la red de Inglaterra, Escocia y Gales.

Desde 2023 ya funcionan más de una decena de proyectos similares en el Reino Unido, una estrategia diseñada para reducir el riesgo de apagones en una red cada vez más renovable.

7.3.2.7. BATERÍAS DE CONDENSADORES

Las baterías de condensadores son equipos que se instalan en una instalación eléctrica con el objetivo principal de eliminar o reducir la energía reactiva que se genera. Su objeto por el cual fueron diseñados es evitar el exceso de potencia o reactiva. Por lo general, las baterías de condensadores suelen disponer de una **vida útil de unos 10 años**. Este es su esquema:

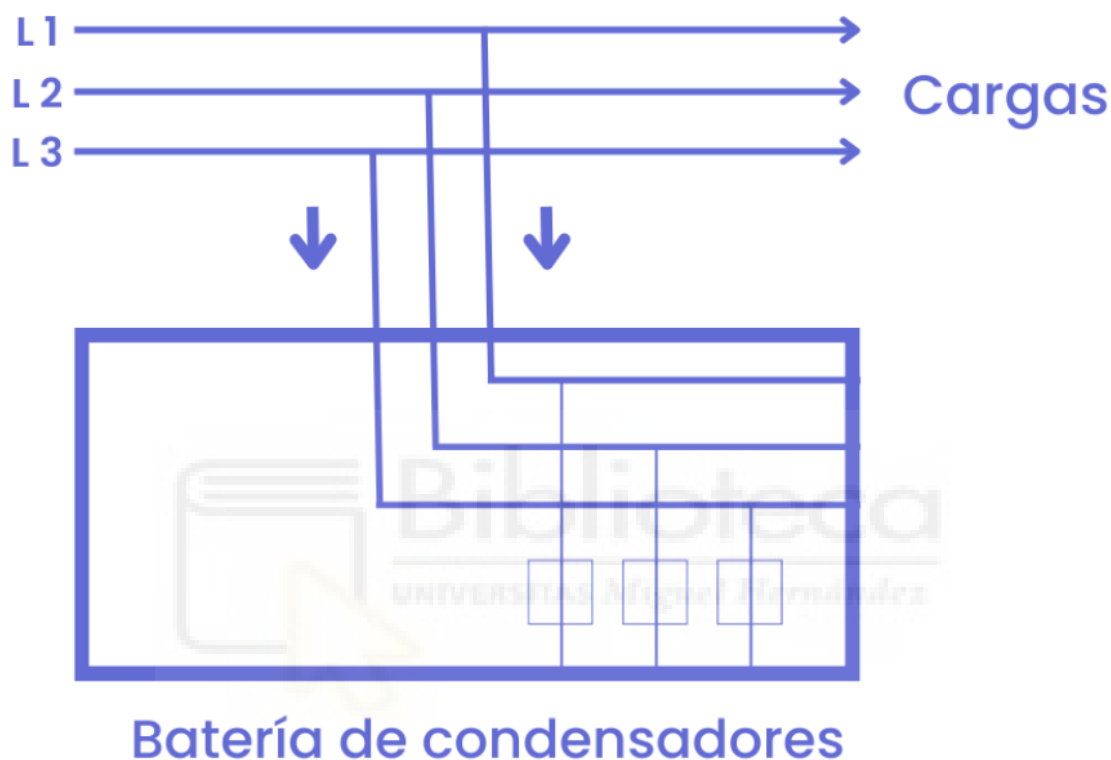


Figura 63. *Esquema batería de condensadores*. Fuente: Tunergía. Baterías de condensadores: Qué son, ventajas, cálculo y más.

Esta tecnología sirve para:

- **Mejoran la tensión de la red:** Con baterías de condensadores, la calidad del suministro se incrementa y se sobreprotege ante posibles subidas o bajada de tensión
- **Incremento de la capacidad de la instalación:** Reducimos la carga de los transformadores, y esto permite la entrada de nuevas cargas eléctricas.
- **Disminuye las pérdidas de energía:** Al eliminar parte de la reactiva generada, ahorramos parte de esa energía que no tiene ningún tipo de utilidad.

Funcionan de forma pasiva y cuando estas conectadas a la red, inyectan automáticamente potencia reactiva proporcional al cuadrado de la tensión en su punto de conexión y esta acción tiene dos efectos inmediatos:

- 1) Elevar la tensión local si esta se encuentra baja
- 2) Reducir las pérdidas en las líneas al disminuir la corriente reactiva que deben transportar

La limitación de esta tecnología reside es la pasividad de esta ya que carecen control dinámico. Esto se debe a que inyectan reactiva de forma fija según la tensión y por ello no pueden responder a consignas externas ni modificar su comportamiento en tiempo real.

En situaciones donde la tensión ya es alta, como exactamente se dio en el 28A, una batería de condensadores conectada agravaría el problema en lugar de resolverlo porque seguiría inyectando reactiva capacitiva justo cuando el sistema necesita absorberla.

Además, tienen una respuesta lenta puesto que pueden llegar a tardar minutos. De este modo, unas tecnologías sustitutivas a esta son el STATCOM y el compensador síncrono.

Dispositivo	Control	Respuesta	Coste	Limitación
Baterías de condensadores	Pasivo	Lenta, entre segundos y minutos	Bajo	Solo inyecta reactiva, no absorbe
STATCOM	Activo porque es continuo	Muy rápida, milisegundos	Medio alto	No aporta inercia natural al sistema
Compensador síncrono	Activo porque es continuo	Instantánea	Alto	Requiere mantenimiento

Se puede concluir que las baterías de condensadores son la solución más barata y extendida para compensar la reactiva en distribución, pero resultan insuficientes para las variaciones rápidas de tensión que caracterizan un sistema con alta penetración fotovoltaica. En el

contexto del 28A, el problema no era falta de capacidad de generación de reactiva en términos absolutos, sino la falta de control dinámico de esa reactiva.

7.4. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Todas las soluciones propuestas en apartados anteriores abarcan un espectro muy amplio en términos de coste, plazo de implementación y naturaleza de los beneficios que generan.

Algunas medidas son prácticamente sin coste de inversión en capital, pero otras requieren desembolsos de una gran cantidad monetaria con horizontes de retorno de varias décadas.

De este modo, es imprescindible evaluar su viabilidad relativa y establecer una hoja de ruta coherente. Esto se realizará mediante el contraste del coste de cada solución con el coste de la inacción, cuantificado a través de las pérdidas generadas por el propio apagón del 28A y por la operación reforzada del sistema que ha sido necesaria desde entonces.

7.4.1. COSTE DE REFERENCIA: EL APAGÓN DEL 28A Y SU HERENCIA ECONÓMICA

Antes de analizar el coste de cada una de las soluciones, es primordial saber el coste de no haberlas aplicado a tiempo. Las pérdidas directas del apagón superaron los 1000 millones de euros. En estos gastos se incluye:

- La paralización industrial
- La rotura de la cadena de frío alimentaria
- Los daños en infraestructuras
- Coste de la restauración del sistema

El coste económico más duradero no ha sido el propio apagón sino el de operación reforzada del sistema que se ha mantenido desde entonces.

Según las estimaciones de Energía y Sociedad, los costes asociados a las restricciones técnicas aumentaron un 55% entre mayo y diciembre de 2025 respecto al año anterior y con ello se alcanzaron medias de 14 €/MWh con picos de hasta 25 €/MWh.

En los primeros meses de 2026, el coste de los servicios de refuerzo ha superado los 1000 millones de euros y por ende se llegó a una situación en la que los consumidores pagan más por los costes de estabilización del sistema que por la propia energía generada.

Este es el coste recurrente de un sistema sin las infraestructuras de estabilidad adecuadas. Además, es el parámetro fundamental para valorar el retorno de la inversión de las soluciones propuestas.

7.4.2. SOLUCIONES A CORTO PLAZO: BAJO COSTE Y CON ALTO IMPACTO INMEDIATO

Las medidas operativas de corto plazo se caracterizan por requerir una inversión en capital prácticamente nula, esto se debe a que se basan en cambios regulatorios, actualizaciones de software y modificaciones en los procedimientos de operación aprovechando la infraestructura existente.

Por un lado, el establecimiento de mínimos de generación por zona a eso sumado los umbrales de inercia mínima, no generan inversión nueva. Sin embargo, si tienen un coste operativo, debió a que mantener más ciclos combinados en operación obligatoria conlleva un consumo adicional de gas natural.

A causa de esto en mayo de 2025 la demanda de gas para la generación eléctrica se disparó un 68,2% respecto al mes de mayo de 2024. Esto es un reflejo del coste real de esta medida. No obstante, este sobrecoste conviene interpretarlo como un coste transitorio de la seguridad del sistema mientras se implementan alternativas estructurales alternativas como las que se dieron en los apartados anteriores, como almacenamiento, compensadores síncronos, grid-forming, ya que estas alternativas pueden proporcionar inercia y además controlar la tensión sin consumir combustible fósil.

Por otro lado, la incorporación de métricas dinámicas de tensión como el RoCoV y la actualización del P.O. 1.4, tienen un coste regulatorio y de ingeniería de software, estimable en pocos millones de euros para la actualización de los sistemas EMS/SCADA del operador. Ambas medidas tienen un impacto potencial muy superior a su coste. Si hubieran estado implantadas el 28A, habrían permitido detectar las condiciones de inestabilidad con suficiente antelación para actuar antes del colapso.

7.4.3. SOLUCIONES A MEDIO PLAZO: INVERSIONES CUANTIFICABLES CON RETORNO DEMOSTRABLE

Las soluciones de infraestructura a medio plazo requieren inversiones significativas. No obstante, estas inversiones tienen retornos económicos cuantificables, en muchos casos ya se ha llegado a estimar los retornos por los propios organismos reguladores.

Para comenzar, el plan de 65 actuaciones para reforzar la red de transporte, que se aprobó por el Consejo de Ministros en julio de 2025, supone una inversión de 749,8 millones de euros. Esta cantidad, el 40% se concentra en Andalucía y Extremadura debido a que estas fueron el origen del colapso.

Red eléctrica junto al Gobierno estima que estas actuaciones, incluyendo los ocho compensadores síncronos peninsulares a un coste aproximadamente de 100 millones de euros cada uno, permitirán reducir las restricciones técnicas del sistema en unos 200 millones de euros anuales. Esto implica un periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente tres a cuatro años. Por lo que esta ratio coste-beneficio es muy favorable para una infraestructura de este tipo, además justifica con claridad la urgencia de su implementación.

En segundo lugar, el almacenamiento con baterías, el coste de un sistema BESS de 100 MW se estima entre 50 y 100 millones de euros dependiendo de la tecnología y la configuración que lleve.

La reducción continuada de costes de las baterías de ion-litio, que se estima en un 50% adicional hacia 2030, mejorará progresivamente esta ratio. De este modo, los beneficios son múltiples y cuantificables:

- Reducción de restricciones técnicas
- Participación en mercados de servicios auxiliares
- Regulación de frecuencia y tensión

El Gobierno ha preseleccionado 143 proyectos de almacenamiento con 839,7 millones de euros de fondos FEDER para una capacidad agregada de 2.400 MW y 8.900 MWh, lo que refleja el reconocimiento institucional de su rentabilidad sistémica.

La interconexión por el Golfo de Vizcaya supone la inversión más cuantiosa del horizonte de medio plazo. Esta conlleva un coste total de 2800 millones de euros. Sin embargo, el BEI y el mecanismo "Conectar Europa" financian conjuntamente 2178 millones, logrando una reducción del esfuerzo nacional a aproximadamente 622 millones.

Por último, el informe HACER sobre integración del mercado eléctrico de 2025 subraya el impacto positivo de esta infraestructura en la convergencia de precios y en la reducción de la volatilidad del mercado ibérico, beneficios difíciles de cuantificar con precisión, pero de carácter permanente y creciente a medida que aumenta la integración de energía renovable.

7.4.4. SOLUCIONES A LARGO PLAZO: INVERSIONES ESTRUCTURALES CON BENEFICIOS A DÉCADAS

Las soluciones a largo plazo implican las inversiones más elevadas y los horizontes de retornos más largos. Sin embargo, son las que producen un impacto sobre el sistema más transformador y duradero.

Por un lado, a los inversores grid-forming, estos suponen un sobre coste respecto a los inversores convencionales, este sobre coste está estimado en un 10-20%. Debido a factores, por ejemplo, que para una instalación fotovoltaica de 100 MW con un coste de 5 millones de euros, añadir el grid-forming supondría entre 500.000 € y 1 millón de euros adicionales.

Un sobre coste para tener en cuenta que se justifica por la participación en mercados de servicios auxiliares (regulación de frecuencia y control de tensión), que en el contexto auxiliar generarían ingresos significativos por la reducción del riesgo de desconexión forzada ante perturbaciones de tensión como las que precipitaron el 28A.

A medida que el NC RfG 2.0 entre en vigor y los mecanismos de remuneración de servicios de red maduren, la viabilidad económica de esta tecnología mejora progresivamente.

Por otro lado, el proyecto Apollo Link España-Italia, con una inversión estimada de 3500 millones de euros financiada por capital privado, generaría según sus promotores beneficios sociales netos superiores a 300 millones de euros anuales y esto implicaría un retorno de la inversión en un plazo de 12 años, lo que sería muy razonable para una estructura con una vida útil de entre 40 y 50 años.

7.4.5. TABLA DE LAS SIGUIENTES SOLUCIONES ANALIZADAS

La siguiente tabla resume de forma comparativa las principales soluciones analizadas:

Solución	Inversión Estimada	Plazo de implementación	Beneficio principal	Retorno Estimado
Mínimos generación síncrona / inercia	Nulo, el coste es operativo por el gas	Inmediato	Proporciona seguridad operativa	Inmediato
RoCoV / actualización P.O. 1.4	Nulo, sin inversión en la infraestructura física	De 6 a 12 meses	Detección anticipada de inestabilidades	Inmediato
Compensadores síncronos (8 unidades)	Muy alta, aproximadamente 800 millones de euros	De 3 a 4 años	Proporciona un ahorro de 200 millones de€ al año por restricciones	De 3 a 4 años
BESS 100 MW	Alta, entre 50 y 100 millones de euros	De 1 a 2 años	Servicios auxiliares, reducción restricciones	De 5 a 8 años
Reactancias y FACTS	Dentro de los 750 millones de euros del plan de 65	De 1 a 2 años	Control de tensión distribuido	De 3 a 5 años

	actuaciones específicas			
Bombeo hidráulico (nuevos proyectos)	Muy alta, mayor a 1000 millones de euros	De 5 a 10 años	Almacenamiento larga duración y aportación de inercia al sistema.	De 15 a 25 años
Interconexión Golfo Vizcaya	Muy alta, de 2800 millones de euros, donde los cuales 622 millones de euros son netos de España	En 2028	Aporta seguridad de suministro, reducción de la volatilidad y de los precios	De 15 a 20 años
Inversores grid-forming	Tienen un sobre coste progresivo	2026-2030	Proporcionan control de tensión, inercia sintética y servicios de red	De 8 a 12 años
Smart grids / PMU / IA	Muy alta, de 525 millones de euros	De 3 a 7 años	Aportan observabilidad y ayuda con la detección temprana de fallos	DE 10 a 15 años
Apollo Link e Iberia Link	Muy alta, de 3500 millones de euros más 1200 millones de euros de inversión privada	Post-2032	Proporcionará un beneficio social neto de 300 millones de euros al año	Aproximadamente en 12 años

7.4.6. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS

El análisis técnico-económico revela una conclusión clara. Las medidas de mayor urgencia, como el refuerzo de la red de transporte, los compensadores síncronos y el almacenamiento con baterías, presentan las ratios de coste-beneficio más favorables y con periodos de retorno de entre 3 y 8 años.

Convirtiéndolas en soluciones altamente rentables desde la perspectiva del sistema. Por su parte, las medidas de largo plazo, que son el grid-forming, las interconexiones mediterráneas y el V2G, son soluciones que requieren horizontes temporales más amplios y generan beneficios estructurales permanentes que ninguna solución de corto o medio plazo puede proporcionar.

El principal argumento económico a favor de estas inversiones es comparativo. Solo en el periodo posterior al 28A, el coste anual de la inacción superó los 1000 millones de euros en restricciones técnicas y operación reforzada. Esta cifra, en un solo año, supera ya al coste de varias de las soluciones de mayor impacto.

De este modo, intervenir para reforzar la estabilidad del sistema no constituye un gasto; es la alternativa más barata a seguir pagando el precio de un sistema eléctrico diseñado para otra época.

8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

El presente Trabajo de Fin de Grado se planteó con el siguiente objetivo: analizar las causas técnicas del cero energético del 28 de abril de 2025 en la Península Ibérica y con ello proponer soluciones que permitan mantener la estabilidad del sistema eléctrico en un escenario protagonizado por la alta penetración de energía renovable.

Tras el desarrollo de los siete capítulos que componen el trabajo, es el momento de valorar en qué medida se han alcanzado los objetivos específicos planteados y qué ha revelado ese proceso.

8.1. CONCLUSIONES

La primera conclusión que debe formularse es también la más honesta sobre la naturaleza del conocimiento que este trabajo puede generar: ningún análisis del 28A es definitivo en el momento presente. Esto no se debe a que el trabajo carezca de rigor o de profundidad, sino al hecho de que el propio fenómeno que analiza está todavía abierto.

El 28A sigue siendo un fenómeno reciente, complejo y políticamente sensible. De hecho, los expertos de ENTSO-E reconocieron en su informe final de marzo de 2026 que la reconstrucción completa de los hechos todavía presenta incertidumbres.

La aportación de este TFG ha consistido en analizar el problema en profundidad, situar cada causa en su contexto técnico e histórico, y evaluar de forma crítica las soluciones disponibles con sus ventajas, sus limitaciones y sus condiciones de viabilidad.

Esa es la aportación real del trabajo: no ofrecer una respuesta definitiva a un problema que todavía no la tiene, sino proporcionar un marco analítico riguroso para comprenderlo y abordarlo.

El desarrollo del trabajo permite extraer las siguientes conclusiones específicas:

En primer lugar, se planteó describir los fundamentos técnicos del funcionamiento del sistema eléctrico español. Este objetivo se ha alcanzado en un bloque en el que se ha analizado la evolución del sistema eléctrico español desde el siglo XIX hasta los parámetros críticos de operación actuales. Gracias a ese análisis se mostró que el sistema

eléctrico español no es simplemente una infraestructura técnica, sino que es el resultado acumulado de más de un siglo de decisiones políticas, regulatorias e industriales.

La comprensión de esa historia es indispensable para entender por qué el sistema se encontraba en 2025 en la situación específica de vulnerabilidad que hizo posible el 28A:

- Un mix energético en transformación acelerada
- Un marco regulatorio que no había evolucionado al mismo ritmo
- Una infraestructura de control diseñada para un paradigma de generación que ya no era el dominante.

En segundo lugar, se expusieron los retos que plantea la integración masiva de generación renovable, se introdujeron los tres retos técnicos fundamentales que la penetración masiva de renovables introduce en la operación del sistema:

- La reducción de inercia y el aumento del RoCoF
- La debilidad de la red medida por el SCR en zonas de alta fotovoltaica
- Las oscilaciones poco amortiguadas.

El análisis demuestra que estos retos están estrechamente relacionados. Una red con baja inercia presenta un RoCoF más elevado; un SCR reducido dificulta la amortiguación de oscilaciones; y unas oscilaciones poco amortiguadas aumentan la probabilidad de colapso en cascada. El 28A fue precisamente la manifestación simultánea más pura de los tres retos en el peor momento posible.

En tercer lugar, el centro de este informe fue reconstruir la secuencia de eventos del apagón a partir de los informes técnicos. En este bloque se analizaron las cinco fases que se produjeron en el 28A: el contexto y situación previa, la inestabilidad de la mañana, las oscilaciones, la pérdida de generación y el colapso.

Igualmente, la reconstrucción se ha basado en los informes del Gobierno, ENTSO-E, CNMC y el informe Comillas encargado por las propias eléctricas, y ha permitido establecer la secuencia causal con el nivel de detalle que los datos disponibles permiten.

Esta reconstrucción es la aportación técnica más densa del trabajo y la que más directamente responde a la pregunta central: ¿qué ocurrió exactamente el 28 de abril de 2025 y por qué el sistema no pudo evitarlo?

La respuesta que emerge es la siguiente: el sistema ibérico operaba el 28A con una inercia un 35% por debajo del mínimo recomendado, con el 35% de la red de 400 kV desconectada por mantenimiento en el suroeste peninsular, con generadores convencionales que no respondieron correctamente a las consignas de absorción de reactiva y con inversores fotovoltaicos que operaban con factor de potencia fijo sin capacidad de regulación dinámica. Cuando las oscilaciones de potencia alcanzaron una magnitud que los mecanismos de amortiguación no pudieron contener, la cascada de desconexiones se completó en 5 segundos. No hubo tiempo de intervención humana porque no estaba previsto que la necesitara: el sistema debería haber sido capaz de absorber esa perturbación por sí mismo, y no lo fue.

En cuarto lugar, se identificó las causas fundamentales del colapso. Donde hubo tres causas:

- 1) **La causa inmediata** fue la cascada de desconexiones de generación fotovoltaica por sobretensión, un fenómeno que ENTSO-E calificó como inédito en la historia del sistema síncrono europeo.
- 2) **La causa próxima** fue la combinación de baja inercia, bajo SCR en la zona sur, falta de control dinámico de reactiva por parte de los inversores fotovoltaicos y funcionamiento incorrecto de algunos grupos convencionales programados para el control de tensión.
- 3) **La causa estructural** fue que el despliegue de generación renovable superó con mucho la capacidad del marco regulatorio para acompañarlo: el P.O. 7.4 no se actualizó durante cinco años pese a que el proceso de revisión estaba en marcha desde 2019-2020, y los requisitos de inercia mínima para la operación del sistema no existían en la normativa española.

En quinto lugar, se evaluaron las consecuencias del 28A y se vieron las cuatro dimensiones dañadas por el colapso:

- 1) Humana

- 2) Económica
- 3) Infraestructuras críticas e institucional
- 4) Política

Las ocho víctimas mortales, las pérdidas económicas estimadas entre 1.000 y 1.600 millones de euros, el colapso de telecomunicaciones, transporte y sistemas de pago, y la apertura de comisiones de investigación en el Senado y el Congreso configuran un cuadro de consecuencias cuya magnitud solo se comprende plenamente cuando se compara con los eventos históricos analizados.

Por último, se propusieron y analizaron soluciones técnicas. En este se han evaluado cinco líneas de actuación:

- Compensadores síncronos
- Inversores grid-forming
- Sistemas BESS
- Refuerzo de interconexiones
- Actualización del marco regulatorio.

El análisis de cada una ha seguido la misma estructura: principio técnico de funcionamiento, experiencias internacionales disponibles, especificidades del caso español, estimación de coste e impacto esperado y limitaciones.

La conclusión de este análisis es la más importante del trabajo y responde directamente al enfoque que se quería dar a estas conclusiones: **no existe una solución única**. Debido a que cada una de las tecnologías analizadas aborda una parte del problema, pero ninguna lo resuelve de forma completa:

Para empezar los compensadores síncronos aportan inercia real y control dinámico de tensión, pero no generan energía y tienen un coste de instalación elevado. Además, su impacto sobre el RoCoF es inmediato, pero no reducen la dependencia estructural de las importaciones en horas de baja generación renovable.

Además, los inversores grid-forming son la solución más elegante conceptualmente porque transforman el propio problema en parte de la solución: hacen que la generación renovable contribuya a la estabilidad en lugar de socavarla. Pero su despliegue masivo requiere la entrada en vigor del NC RfG 2.0, la hibridación con sistemas BESS para ser plenamente efectivos y un cambio regulatorio que remunere adecuadamente los servicios de estabilidad que prestan.

Por otro lado, los sistemas BESS aportan la capacidad de respuesta más rápida del sistema en milisegundos y son los únicos que pueden intervenir en la escala de tiempo en que se desarrolló la cascada del 28A. Sin embargo, no aportan inercia real, su capacidad de respuesta sostenida es limitada y su coste de instalación y degradación química plantean dudas sobre su viabilidad económica a largo plazo sin los mecanismos de mercado adecuados.

Cabe señalar que el refuerzo de interconexiones es la solución más estructural de todas porque reduce el aislamiento eléctrico de la Península Ibérica, que fue el factor que convirtió un problema local en un colapso nacional. Pero también es la más cara y la de mayor plazo de ejecución: la interconexión submarina por el Golfo de Vizcaya no estará operativa antes de 2030-2031.

Por último, la actualización normativa, concretada en el nuevo P.O. 7.4 aprobado en junio de 2025 y en el Real Decreto-ley 7/2025, es la condición habilitadora de todas las demás. Sin una normativa que exija inercia mínima, que remunere el control dinámico de tensión y que haga obligatorio el grid-forming en las nuevas instalaciones, ninguna de las inversiones tecnológicas tendrá el impacto real que el sistema necesita.

La mejor solución es, inevitablemente, la combinación de todas ellas. No como medidas independientes, sino como un sistema integrado de defensa en profundidad, donde la debilidad de un mecanismo sea compensada por la fortaleza de los demás.

Esta conclusión no es nueva. Es exactamente la que formularon los informes de ENTSO-E y la CNMC tras el 28A. La contribución de este trabajo no es haberla descubierto, sino haberla construido desde los fundamentos técnicos, haberla contrastado con la experiencia histórica de seis grandes apagones internacionales y haberla evaluado con el nivel de detalle que permite un análisis académico independiente de las presiones políticas y corporativas que rodearon la investigación oficial.

8.2. APORTACIONES DEL TRABAJO

Más allá del cumplimiento de los objetivos específicos, este trabajo realiza tres aportaciones que van más allá de la síntesis de los informes disponibles:

- **La síntesis crítica de los informes técnicos:** El 28A generó en menos de un año un volumen excepcional de documentación técnica: el informe factual de ENTSO-E, el informe de la CNMC, el informe Comillas, las comparecencias en la comisión del Senado y los análisis de REE, aelec, Anpier y otras organizaciones del sector. Este trabajo ha sintetizado y contrastado todas esas fuentes, identificando los puntos de acuerdo, las discrepancias y las zonas de incertidumbre que permanecen abiertas, algo que los propios informes oficiales no hacen entre sí.
- **La comparación histórica estructurada:** El capítulo 6 analiza seis grandes apagones internacionales siguiendo una estructura homogénea de once subapartados, lo que permite comparaciones directas entre eventos que de otro modo resultan difícilmente comparables. Esta comparativa ha permitido establecer que el 28A es técnicamente singular debido a que es el primer colapso por sobretensión en cascada registrado en Europa, pero no es un accidente imprevisible: sus causas estructurales son las mismas que han provocado todos los grandes apagones analizados, adaptadas a la nueva realidad de un sistema de alta penetración renovable.
- **La propuesta de soluciones con evaluación crítica:** A diferencia de los informes oficiales, que formulan recomendaciones sin cuantificar siempre sus limitaciones, el capítulo 7 evalúa cada solución con sus ventajas, sus inconvenientes, su coste estimado, su horizonte temporal y sus condiciones de viabilidad regulatoria. Esta evaluación permite al lector formarse un juicio propio sobre la prioridad relativa de cada medida, que es en última instancia el objetivo de cualquier análisis técnico riguroso.

8.3. LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

El análisis realizado en este trabajo abre cuatro líneas de investigación que exceden su alcance pero que representan los pasos naturales hacia una comprensión más completa del problema y hacia soluciones más efectivas:

- **Desarrollo de métricas predictivas de estabilidad en sistemas de alta penetración renovable:** El 28A demostró que los indicadores operativos tradicionales no fueron suficientes para detectar la proximidad del colapso con antelación suficiente para actuar. Una línea de investigación prioritaria es el desarrollo de indicadores compuestos que integren inercia disponible, SCR por zonas, nivel de amortiguamiento de oscilaciones y margen de potencia reactiva en una métrica única de vulnerabilidad del sistema en tiempo real, que permita al operador anticipar situaciones de riesgo antes de que la cascada se inicie.
- **Optimización de la ubicación de sistemas BESS para maximizar el impacto sobre la estabilidad de tensión:** El análisis de este trabajo ha establecido que los sistemas BESS son la solución de respuesta más rápida disponible, pero su impacto depende críticamente de su ubicación en la red. Una investigación específica sobre la optimización topológica de los BESS en la red peninsular identificando los nudos donde su instalación maximiza el SCR local y la capacidad de absorción de potencia reactiva en las zonas más vulnerables podría multiplicar el impacto de la inversión prevista sin aumentar su coste total.
- **Definición de requisitos técnicos mínimos de grid-forming para el sistema ibérico:** El NC RfG 2.0 establece que el grid-forming será obligatorio para las nuevas instalaciones, pero no especifica los parámetros técnicos concretos que los inversores deben cumplir: constante de inercia virtual mínima, ancho de banda de control de tensión, capacidad de arranque autónomo. Una investigación que defina esos parámetros a partir de simulaciones del sistema ibérico real, con su topología específica, su SCR por zonas y su mix de generación proyectado, es la base técnica indispensable para que el requisito regulatorio sea efectivo y no meramente nominal.

- **Análisis del impacto del cierre de las centrales nucleares españolas sobre la estabilidad del sistema:** Este es quizás el problema más urgente de todas las líneas futuras identificadas. Las centrales nucleares españolas aportan en 2025 aproximadamente 7.000 MW de generación síncrona con constantes de inercia entre 4 y 6 segundos, lo que las convierte en uno de los pilares de la inercia del sistema. El cierre programado de todas las centrales entre 2027 y 2035 eliminará esa inercia de forma irreversible. Si antes del 28A la inercia del sistema ya estaba un 35% por debajo del mínimo recomendado, la desaparición de la generación nuclear podría llevar esa cifra a niveles que hagan inoperables incluso las soluciones propuestas en este trabajo sin una inversión paralela masiva en compensadores síncronos y almacenamiento. Cuantificar exactamente ese impacto, año por año, central por central, y establecer los requerimientos de infraestructura compensatoria necesarios para mantener la operación segura del sistema durante y después del cierre nuclear es la investigación más importante que el sistema eléctrico español necesita en los próximos años.

El 28 de abril de 2025 fue el día en el que lo imposible sucedió. Ocurrió en un sistema técnicamente avanzado, supervisado por profesionales competentes, regulado por organismos internacionales con décadas de experiencia y dotado de todas las herramientas de monitorización que la tecnología actual permite. Ocurrió no porque alguien cometiera un error grave, sino porque el sistema había evolucionado más rápido que los modelos con los que se analizaba, más rápido que las normas que lo regulaban y más rápido que los mecanismos automáticos diseñados para protegerlo.

La lección del 28A no es que la transición energética sea peligrosa. Es que toda transición de paradigma en un sistema complejo requiere que los mecanismos de control evolucionen al mismo ritmo que el sistema que deben controlar. Cuando esa sincronía se rompe, la vulnerabilidad se acumula de forma silenciosa hasta que un evento que en otro contexto habría sido manejable se convierte en una catástrofe.

Este trabajo deja una pregunta abierta que no es técnica. Es sobre la velocidad y prioridades: ¿Se aprenderán las lecciones del 28A con suficiente rapidez para que el siguiente aviso, porque habrá un siguiente aviso, no se convierta en una nueva factura?

9. BIBLIOGRAFÍA

En este último apartado se mostrarán todos los documentos web usados para obtener la información.

Generalidades del sistema eléctrico español

- [1] Red Eléctrica de España (REE). *El sistema eléctrico español*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/operacion/sistema-electrico>. [Consultada en febrero de 2026]
- [2] CNMC. *Supervisión del mercado eléctrico*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia/supervision-del-mercado-electrico>. [Consultada en febrero de 2026]
- [3] Ingeniería de Subestaciones. *Tipos de subestaciones eléctricas*. Disponible en: <https://ingenieriadesubestaciones.com/es/tipos-de-subestaciones-electricas/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [4] Fundación Endesa. *Red de distribución y centros de transformación*. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/red-de-distribucion>. [Consultada en febrero de 2026]
- [5] Iberdrola España. *Historia de la electricidad en España y evolución del mix energético*. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/historia-electricidad-espana>. [Consultada en febrero de 2026]
- [6] i-DE Redes Eléctricas Inteligentes. *Centro de transformación*. Disponible en: <https://www.i-de.es/novedades/detalle/centro-de-transformacion>. [Consultada en febrero de 2026]
- [7] INESEM Business School. *Autotransformador: aprendemos el diseño, funcionamiento y uso*. Disponible en: <https://www.inesem.es/revistadigital/gestion-integrada/autotransformador>. [Consultada en febrero de 2026]
- [8] Nadalux. *Diferencias entre instalaciones eléctricas residenciales e industriales*. Disponible en: <https://www.nadalux.com/diferencias-entre-instalaciones-electricas-residenciales-e-industriales/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [9] Juan Carlos Brotons Sánchez. *Sistemas eléctrico y mercado*. Material docente de la UMH. [Consultada en febrero de 2026]
- [10] Red Eléctrica de España (REE). *La operación del sistema eléctrico para DUMMIES*. Disponible en:

<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/laoperaciondelsistemaelectricoparadummies.pdf>. [Consultada en febrero de 2026]

Parámetros fundamentales de operación

- [11] Barrero González, F. *Sistemas de energía eléctrica. 1.ª ed.* Thomson Paraninfo, Madrid, 2004. [Sin URL disponible]
- [12] Juan Carlos Brotons Sánchez. *Servicios de ajuste o complementarios*. Material docente de la UMH. [Consultada en febrero de 2026]
- [13] Red Eléctrica de España. *Presentación: El volante de inercia del sistema eléctrico*. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/presentacion_volante_de_inercia.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [14] ENTSO-E. *Future System Inertia — Nordic Report*. Disponible en: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [15] Jiménez Toribio, E. *Los guardianes invisibles del sistema eléctrico y la constante H*. LinkedIn. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/los-guardianes-invisibles-del-sistema-eléctrico-y-par-eddy-li7be>. [Consultada en febrero de 2026]
- [16] ENTSO-E. *Project Inertia Phase II — Position Paper: Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system, enero 2025*. Disponible en: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/241220_Project_Inertia_II_milestone_3_support_technical_report_proofread_tracked_reviewed.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [17] Iberelétrica. *Generación de energía eléctrica: síncrona vs asíncrona*. Disponible en: <https://iberelectrica.com/generacion-de-energia-electrica-sincrona-vs-asincrona/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [18] Villegas Muñoz, V. *Inversores Grid-Forming vs Grid-Following: una de las claves para el futuro del SEN*. LinkedIn. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/inversores-grid-forming-vs-grid-following-una-de-las-villegas-muñoz-eopse>. [Consultada en febrero de 2026]

- [19] ENTSO-E. *Grid Forming Capability of Power Park Modules — First Interim Report on Technical Requirements*, mayo 2024. Disponible en: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [20] Díez Olleros, I. *Tecnologías de los volantes de inercia*. Trabajo de Fin de Grado, Universidad Politécnica de Madrid, 2018. Disponible en: https://oa.upm.es/51775/1/TFG_Inigo_Diez_Olleros.pdf. [Consultada en febrero de 2026]

Sistema eléctrico convencional y novedades

- [21] Fundación Endesa. *Generación distribuida*. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/generacion-distribuida>. [Consultada en febrero de 2026]
- [22] i-DE Redes Eléctricas Inteligentes. *Redes inteligentes*. Disponible en: <https://www.i-de.es/distribucion-electrica/redes-inteligentes>. [Consultada en febrero de 2026]
- [23] Red Eléctrica de España (REE). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2024*. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico>. [Consultada en febrero de 2026]

Interconexiones

- [24] Red Eléctrica de España (REE). *El papel estratégico de las interconexiones eléctricas*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/transicion-ecologica/interconexiones>. [Consultada en febrero de 2026]
- [25] Red Eléctrica de España (REE). *Interconexión eléctrica subterránea España-Francia*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/transporte-electricidad/proyectos-transporte/interconexion-electrica-subterranea-espana-francia>. [Consultada en febrero de 2026]
- [26] Red Eléctrica de España. *¿Qué son las interconexiones?* Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/06_Interc_onexiones_DIGITAL.pdf. [Consultada en febrero de 2026]

- [27] Redeia. *Interconexión eléctrica España-Portugal*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/especiales/interconexion-electrica-espana-portugal>. [Consultada en febrero de 2026]
- [28] Red Eléctrica de España (REE). *España y Marruecos coinciden en el desarrollo de una tercera interconexión entre ambos países*. Disponible en: https://www.ree.es/en/press-office/news/press-releases/2019/02/spain-and-morocco-agree-development-third-interconnection-between-both-countries?utm_source=chatgpt.com. [Consultada en febrero de 2026]

Mercado eléctrico y Equilibrio generación-demanda

- [29] OMIE. *Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad*, marzo 2024. Disponible en: https://www.omie.es/sites/default/files/2024-03/Anexo%20II_Propuesta%20de%20Reglas%20IDA%20tras%20consulta%20%28limpia%29.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [30] OMIE. *Mercado de electricidad*. Disponible en: <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>. [Consultada en febrero de 2026]
- [31] Energía y Sociedad. *Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad*. Disponible en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [32] Juan Carlos Brotons Sánchez. *Consideraciones económicas en la producción de energía eléctrica*. Disponible en: Material docente de la UMH.
- [33] Red Eléctrica de España (REE). *Demanda energética en tiempo real*. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/home>. [Consultada en febrero de 2026]
- [34] Red Eléctrica de España (REE). *Curvas de demanda y producción en tiempo real*. Disponible en <https://www.ree.es/es/operacion/sistema-electrico/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>. [Consultada en febrero de 2026]
- [35] Red Eléctrica de España (REE). *Datos anuales de demanda, generación y curvas de carga por tecnología*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema>. [Consultada en febrero de 2026]

- [36] MIBEL. *Descripción del Mercado Ibérico de la Electricidad: OMI, OMIE, OMIP*. Disponible en: <https://www.mibel.com/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [37] Factorenergia. *¿Qué agentes intervienen en el mercado eléctrico?* Disponible en: <https://www.factorenergia.com/es/blog/factura-luz/agentes-del-mercado-electrico/>. [Consultada en febrero de 2026]

Normativa

- [38] ENTSO-E. *Network Codes*. Disponible en: https://www.entsoe.eu/network_codes/. [Consultada en febrero de 2026]
- [39] CNMC. *P.O. 3.2: Restricciones técnicas en tiempo real*. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Normativa_M_Elctrico/P.O.%203.2%20Restricciones%20técnicas.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [40] Morales B., M. *Descifrando el Principio N-1 en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/descifrando-el-principio-n-1-en-sistemas-eléctricos-de-morales-b--xlvp>. [Consultada en febrero de 2026]
- [41] Oppidumenergía. *¿Cómo se restablece el sistema eléctrico después de un apagón? Black start*. Disponible en: <https://www.oppidumenergia.com/como-se-restablece-el-sistema-electrico-despues-de-un-apagon/>. [Consultada en febrero de 2026]
- [42] BOE. *P.O. 7.4*. Disponible en: [https://www.boe.es/eli/es/res/2000/03/10/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2000/03/10/(1)). [Consultada en febrero de 2026]
- [43] BOE. *Ley 24/2013*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>. [Consultada en febrero de 2026]
- [44] BOE. *Ley 54/1997*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-25340>. [Consultada en febrero de 2026]
- [45] CNMC. *EL DÉFICIT TARIFARIO*. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1603463_8.pdf. [Consultada en febrero de 2026]
- [46] Red Eléctrica de España (REE). *Funciones de REE como operador del sistema*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/operacion>. [Consultada en febrero de 2026]
- [47] Red Eléctrica de España (REE). *Las 6 líneas de actuación para la integración de renovables*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/operacion/integracion-renovables>. [Consultada en febrero de 2026]

- [48] CNMC. *Funciones de la CNMC como regulador*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia>. [Consultada en febrero de 2026]
- [49] SEPI. *El 20% de acciones del Estado a través de SEPI*. Disponible en: <https://www.sepi.es/es/sectores/empresas>. [Consultada en febrero de 2026]
- [50] Red Eléctrica de España (REE). *Lista completa de todos los P.O. vigentes*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>. [Consultada en febrero de 2026]
- [51] BOE. *P.O. 1.3*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-3944>. [Consultada en febrero de 2026]
- [52] BOE. *P.O. 1.5*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-3942>. [Consultada en febrero de 2026]
- [53] EUR-Lex. *NC RfG*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>. [Consultada en febrero de 2026]
- [54] EUR-Lex. *SO GL*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>. [Consultada en febrero de 2026]
- [55] ENTSO-E. *NC E&R*. Disponible en: https://www.entsoe.eu/network_codes/er/. [Consultada en febrero de 2026]
- [56] CNMC. *La propuesta pública de permisos tipos 0, 1, 2 y 3*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/expedientes/circularcnmc12025>. [Consultada en febrero de 2026]

Energías renovables y desafíos

- [57] Circuito Eléctrico. *Radiación solar y curva de generación fotovoltaica*. Disponible en: <https://circuitoelectrico.com/calculo-de-instalaciones-fotovoltaicas/radiacion-solar/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [58] California Independent System Operator (CAISO). *Fast facts: Flexible resources help renewables*. Disponible en: https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf [Consultada en mayo de 2026]
- [59] ENTSO-E. *Inertia and RoCoF — System Operation Committee*. Disponible en: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean->

[documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf](#).

[Consultada en marzo de 2026]

[60] NERC. *Short-Circuit Modeling and System Strength*, enero 2018. Disponible en:

https://www.nerc.com/globalassets/programs/rapa/ra/short_circuit_whitepaper_final_1_26_18.pdf. [Consultada en marzo de 2026]

[61] Triple Enlace. *Las oscilaciones en la red eléctrica son un gran desafío de la estabilidad energética*, mayo 2025. Disponible en:

<https://triplenlace.com/2025/05/01/las-oscilaciones-en-la-red-electrica-son-un-gran-desafio-de-la-estabilidad-energetica/>. [Consultada en marzo de 2026]

[62] ENTSO-E. *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)*. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>.

[Consultada en marzo de 2026]

Advertencias previas

[63] El Periódico de la Energía. *España en riesgo de tener apagones en 2025 si no se establecen mecanismos de capacidad*. Disponible en:

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-en-riesgo-de-tener-apagones-en-2025-si-no-se-establecen-mecanismos-de-capacidad/>. [Consultada en marzo de 2026]

[64] El Conciso. *Redeia alertó en febrero del riesgo de desconexiones por alta penetración de renovables*. Disponible en:

https://www.elconciso.es/empresas/redeia-alerto-febrero-riesgo-desconexiones-alta-penetracion-renovables_0_2003832683.html. [Consultada en marzo de 2026]

[65] ENTSO-E. *ENTSO-E ERAA (2022): Riesgo de 6,7 horas de apagón para España en 2025*. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/eraa/2022/>. [Consultada en marzo de

2026]

[66] Aelec. *Oscilaciones de tensión del 16, 22 y 24 de abril de 2025*. Disponible en:

https://aelec.es/wp-content/uploads/2025/08/20250728_CL-Blackout-Spain_es.pdf.

[Consultada en marzo de 2026]

Informes oficiales sobre el apagón

[67] ENTSO-E. *28 April 2025 Iberian blackout — Informes oficiales*. Disponible en:

<https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

[Consultada en marzo de 2026]

- [68] Red Eléctrica de España. *Incidente del sistema eléctrico peninsular español, 18 junio 2025*. Disponible en: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incidente_SistemaElectricoPeninsular_Espanol_18junio2025.pdf. [Consultada en marzo de 2026]
- [69] La Moncloa — Consejo de Ministros. *Rueda de prensa: informe del Comité de Análisis del apagón, 17 junio 2025*. Disponible en: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/paginas/2025/170625-rueda-de-prensa-ministros.aspx>. [Consultada en marzo de 2026]
- [70] CNMC. *Informe PRO/CNMC/001/26 sobre el incidente del 28 de abril de 2025, marzo 2026*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/6463458.pdf>. [Consultada en marzo de 2026]
- [71] Salamanca Hoy. *El apagón empezó y terminó en Salamanca: la central que lo detectó, marzo 2026*. Disponible en: <https://www.salamancahoy.es/salamanca/provincia/apagon-electrico-empezo-termino-salamanca-central-detecto-20260320121453-nt.html>. [Consultada en marzo de 2026]
- [72] Comillas Pontificia Universidad. *EL CERO DE TENSIÓN ACAECIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO EL DÍA 28 DE ABRIL DE 2025*. Disponible en: https://files.griddo.comillas.edu/resumen-informe-preliminar-comillas-iit-rouco-lobato-echavarren-v16_1.pdf. [Consultada en marzo de 2026]
- [73] El Confidencial. *¿Generación sincrona? El gráfico definitivo para entender por qué España se apagó*. Disponible en: https://www.elconfidencial.com/economia/2025-05-01/grafico-entender-espana-apagon_4120337/. [Consultada en marzo de 2026]

Consecuencias

- [74] El Mundo. *Estado de alarma en España tras el apagón*. Disponible en: <https://www.elmundo.es/economia/empresas/2025/10/09/68e7999821efa0d16e8b4599.html>. [Consultada en marzo de 2026]
- [75] Infobae. *El apagón masivo en España deja víctimas mortales, 29 abril 2025*. Disponible en: <https://www.infobae.com/espana/2025/04/29/el-apagon-masivo-en-espana-deja-al-menos-cinco-victimas-mortales/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [76] El Distrito. *Siete vidas que se llevó el apagón*. Disponible en: <https://eldistrito.es/siete-vidas-llevo-apagon-espana/>. [Consultada en marzo de 2026]

- [77] Mundiario. *El apagón masivo revela la vulnerabilidad del comercio e industria española*, abril 2025. Disponible en: <https://www.mundiario.com/articulo/economia/apagon-masivo-revela-vulnerabilidad-comercio-industria-espanola/20250428203648342228.html>. [Consultada en marzo de 2026]
- [78] 24h Economía. *Gran apagón del 28 de abril: radiografía del impacto económico en España*, abril 2025. Disponible en: <https://www.24heconomia.com/24heconomia/20250430/gran-apagon-28-abril-radiografia-impacto-economico-espana-noticia-1221011026/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [79] CaixaBank Research. *Valoración del impacto económico del apagón*. Disponible en: <https://www.caixabankresearch.com/es/publicaciones/notas-breves-actualidad-economica-y-financiera/espana/valoracion-del-impacto>. [Consultada en marzo de 2026]
- [80] Logística. *Impacto del apagón en el sector logístico*. Disponible en: <https://logistica.cdecomunicacion.es/sector-logistico/151212/impacto-apagon-sector-logistico>. [Consultada en marzo de 2026]
- [81] Infobae. *Por qué nos quedamos sin móvil y sin internet cuando se fue la electricidad*, abril 2025. Disponible en: <https://www.infobae.com/tecno/2025/04/28/por-que-nos-hemos-quedado-sin-movil-y-sin-internet-cuando-se-ha-ido-la-electricidad/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [82] BOE. *Real Decreto 463/2025, estado de alarma*, abril 2025. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-8486. [Consultada en marzo de 2026]
- [83] El español. *La caída de las 'telecos' por el 'gran apagón' hunde Internet en España: el tráfico cae un 80% y la velocidad de descarga, un 73%*. Disponible en: https://www.lespanol.com/invertia/observatorios/digital/20250430/caida-telecos-gran-apagon-hunde-internet-espana-trafico-cae-velocidad-descarga/1003743735570_0.html. [Consultada en marzo de 2026]
- [84] Gaceta Madrid. *Transporte (trenes y metro)*. Disponible en: <https://gacetaMadrid.com/2025/04/28/apagon-nacional-actualidad-trenes-metro-carreteras-aeropuertos/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [85] XATAKA. *Mi vecino tiene datos, yo no: por qué la caída de las telecomunicaciones fue tan desigual durante el apagón en España*. Disponible en:

<https://www.xataka.com/servicios/mi-vecino-tiene-datos-yo-no-que-caida-telecomunicaciones-fue-desigual-durante-apagon-espana>. [Consultada en marzo de 2026].

- [86] iSanidad. *Los generadores salvan la actividad mínima en los hospitales: "Tenemos energía para 3 o 4 días"*. Disponible en: <https://isanidad.com/328652/el-apagon-en-el-sistema-sanitario-de-la-resiliencia-de-los-hospitales-a-la-paralizacion-de-la-atencion-primaria/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [87] El Independiente. *Generadores y autonomía hospitales*. Disponible en: <https://www.elindependiente.com/espana/2025/04/28/los-generadores-salvan-la-actividad-minima-en-los-hospitales-tenemos-energia-para-3-o-4-dias/>. [Consultada en marzo de 2026]
- [88] BOE. *Orden INT/400/2025, de 28 de abril, por la que se amplía el ámbito territorial de la declaración de emergencia de interés nacional como consecuencia del apagón del 28 de abril de 2025*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-8487>. [Consultada en mayo de 2026]
- [89] El Constitucional. *Aagesen se enfrenta a la comisión de investigación en el Senado por el apagón de 2025*. Disponible en: https://www.elconstitucional.es/es/nacional/aagesen-se-enfrenta-comision-investigacion-en-senado-por-apagon-2025_2861_102.html. [Consultada en marzo de 2026]

Otros apagones

- [90] NERC Transmission Issues Subcommittee y System Protection and Control Subcommittee. *Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR). Technical Reference Paper, versión 1.2*. Disponible en: <https://certs.lbl.gov/publications/technical-reference-paper-fault>. [Consultada en abril de 2026]
- [91] Tecnologías EOS. *EL GRAN APAGÓN DE NUEVA YORK*. Disponible en: <https://tec-eos.com/el-gran-apagon-de-nueva-york/>. [Consultada en abril de 2026]
- [92] SACYR. *Los grandes apagones de la historia*. Disponible en: <https://sacyr.com/-/los-grandes-apagones-de-la-historia>. [Consultada en abril de 2026]
- [93] Expansión. *Cuando todo falla: los apagones eléctricos más devastadores de la historia reciente*. Disponible en:

<https://www.expansion.com/economia/2025/04/29/680fa1d6468aebef528b45a3.htm>

1. [Consultada en abril de 2026]

[94] Practical engineering. *¿Qué ocurrió realmente durante el apagón de 2003?*

Disponible en: <https://practical.engineering/blog/2022/2/9/what-really-happened-during-the-2003-blackout>. [Consultada en abril de 2026]

[95] U.S.-Canada Power System Outage Task Force. *Final Report on the August 14, 2003*

Blackout in the United States and Canada. FERC/NERC, abril 2004. Disponible en: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/blackout-report.pdf>. [Consultada en abril de 2026]

[96] ENTSO-E. *Separación europea*. Disponible en:

<https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>. [Consultada en abril de 2026]

[97] Mintur. *LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS COMO HABILITADORAS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. Disponible en:

https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/431/07_ALMAGRO_1.pdf. [Consultada en abril de 2026]

[98] Swissinfo. *Las claves del gran apagón que dejó a Chile sin luz y mostró la fragilidad de su sistema*. Disponible en:

<https://www.swissinfo.ch/spa/las-claves-del-gran-apag%C3%B3n-que-dej%C3%B3-a-chile-sin-luz-y-mostr%C3%B3-la-fragilidad-de-su-sistema/88932136>. [Consultada en abril de 2026]

[99] Coordinador Eléctrico Nacional (Chile). *Estudio de Análisis de Falla — Corte de suministro eléctrico del 25 de febrero de 2025*, marzo 2025. Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-nacional-entrega-a-la-sec-informe-sobre-el-apagon-del-25-de-febrero/>. [Consultada en abril de 2026]

[100] Xataka. *El precedente más cercano al gran apagón de España lo vivió Italia en 2003. Y se inició en la red interconectada*. Disponible en:

<https://www.xataka.com/energia/precedente-cercano-al-gran-apagon-espana-vivio-italia-2003-tambien-se-inicio-red-interconectada>. [Consultada en abril de 2026]

[101] UCTE Investigation Committee. *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, 2004. Disponible en:

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf. [Consultada en mayo de 2026]

- [102] Gobierno de India, Ministerio de Energía. *Report on Grid Disturbance on 30th July 2012 and 31st July 2012*, agosto 2012 (Enquiry Committee dirigido por CEA). Referencia: IEEE Xplore. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6890450/>. [Consultada en abril de 2026]
- [103] Vozpopuli. *El peor apagón de la historia: cuando en 2012 casi el 10% mundial se quedó sin electricidad*. Disponible en: <https://www.vozpopuli.com/internacional/el-peor-apagon-de-la-historia-cuando-en-2012-casi-el-10-mundial-se-queda-sin-electricidad.html>. [Consultada en abril de 2026]

Soluciones a corto plazo

- [104] El Periódico de la Energía. *El consumo de gas natural para generación eléctrica se dispara un 68% en mayo tras el apagón*. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-de-gas-natural-para-generacion-electrica-se-dispara-un-68-en-mayo-tras-el-apagon>. [Consultada en abril de 2026]
- [105] CNMC. *La CNMC aprueba el informe de recomendaciones y propuestas sobre el incidente del 28 de abril de 2025*. Nota de prensa, 19 de marzo de 2026. Disponible en: <https://www.cnmc.es/prensa/informe-incidente-electrico-20260319>. [Consultada en mayo de 2026]

Soluciones a medio plazo

- [106] Iberdrola. *BESS vs almacenamiento térmico*. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess-vs-almacenamiento-termico>. [Consultada en abril de 2026]
- [107] Revista COITA. *GDV: economía circular aplicada al almacenamiento energético*. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1qB9x575ZesX7Xw-Xhybhw5zFbZACAH4E/view>. [Consultada en abril de 2026]
- [108] National Renewable Energy Laboratory. *Customizable Technical Specifications for Lithium-Ion Battery Storage Projects*. NREL/TP-7A40-93921, 2025. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93921.pdf>. [Consultada en abril de 2026]
- [109] International Energy Agency. *Batteries and Secure Energy Transitions*. IEA, París, 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>. [Consultada en abril de 2026]

- [110] International Renewable Energy Agency. *Battery Energy Storage Systems: Key to Renewable Power Supply-Demand Gaps*. IRENA, Abu Dhabi, 2025. Disponible en: <https://www.irena.org/News/articles/2025/Aug/Battery-energy-storage-systems-key-to-renewable-power-supply-demand-gaps>. [Consultada en abril de 2026]
- [111] National Renewable Energy Laboratory. *Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions*. NREL/FS-6A20-76097, 2021. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/76097.pdf>. [Consultada en abril de 2026]
- [112] Iberdrola España. *Baterías de almacenamiento: reducción de costes del ion-litio*. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/baterias-almacenamiento>. [Consultada en abril de 2026]
- [113] Hornsdale Power Reserve. *Web oficial*. Disponible en: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>. [Consultada en abril de 2026]
- [114] Hornsdale Power Reserve. *FAQs técnicas — Virtual Machine Mode, inercia, vida útil*. Disponible en: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/faqs/>. [Consultada en abril de 2026]
- [115] NS Energy Business. *Hornsdale Power Reserve expansion — datos técnicos*. Disponible en: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/hornsdale-power-reserve-expansion-australia/>. [Consultada en abril de 2026]
- [116] Energy Storage News. *Upgrade at Tesla battery project demonstrates feasibility of once-in-a-century energy transformation*. Disponible en: <https://www.energy-storage.news/upgrade-at-tesla-battery-project-demonstrates-feasibility-of-once-in-a-century-energy-transformation-for-australia/>. [Consultada en abril de 2026]
- [117] Endesa. *Baterías de vanadio: importancia en la transición energética*. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/eficiencia-energetica/baterias-vanadio-importancia-transicion-energetica>. [Consultada en abril de 2026]
- [118] IRENA. *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. [Consultada en abril de 2026]
- [119] Tarascon, J-M. *Na-ion versus Li-ion batteries: complementarity rather than competitiveness*. *Joule*, vol. 4, 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.06.003>. [Consultada en mayo de 2026]

- [120] Noticias de la Ciencia. *Cómo es la nueva batería de sodio y azufre — historia y fabricante NGK*. Disponible en: <https://noticiasdelaciencia.com/art/46152/como-es-la-nueva-bateria-de-sodio-y-azufre>. [Consultada en abril de 2026]
- [121] Hidrógeno Verde. *CIUDEN — sistema de baterías de sodio-azufre*. Disponible en: <https://www.hidrogeno-verde.es/ciuden-sistema-baterias-sodio-azufre/>. [Consultada en abril de 2026]
- [122] Sodium Sulfur Battery System. *Technical Overview*. Disponible en: <https://www.ngk-insulators.com/en/product/nas.html>. [Consultada en abril de 2026]
- [123] NGK Insulators. *NAS Batteries — Technical Specifications*. Disponible en: https://www.ngk.co.jp/nas/pdf/pdf_download/ngk-nas_specs.pdf. [Consultada en abril de 2026]
- [124] Energías Renovables. *La batería de flujo de vanadio más grande de Europa, en León, marzo 2026*. Disponible en: <https://www.energiyas-renovables.com/almacenamiento/la-bater-a-m-s-grande-de-20260323>. [Consultada en abril de 2026]
- [125] EDP Energía. *BESS: componentes y funcionamiento*. Disponible en: <https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/bess-componentes-funcionamiento/>. [Consultada en abril de 2026]
- [126] Red Eléctrica de España. *Almacenamiento: energía de almacenamiento, 2025*. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/almacenamiento/energia-de-almacenamiento>. [Consultada en abril de 2026]
- [127] Enel Green Power. *Renovables y almacenamiento en el proceso de electrificación, septiembre 2022*. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/historias/articles/2022/09/renovables-almacenamiento-proceso-electrificacion>. [Consultada en abril de 2026]
- [128] ASELEC. *Análisis del colapso energético: apagón del 28 de abril*. Disponible en: <https://www.aselec.es/analisis-del-colapso-energetico-apagon-28-abril/>. [Consultada en abril de 2026]
- [129] Converses Catalunya. *Advertencias e informes previos al apagón eléctrico del 28 de abril*. Disponible en: <https://conversesacatalunya.cat/es/advertencias-informes-previos-apagon-electrico-del-28-abril/>. [Consultada en abril de 2026]
- [130] CNMC. *La CNMC impulsa varios proyectos piloto para que las empresas y fábricas participen en el control dinámico de la tensión eléctrica*. Nota de prensa, 4

- de febrero de 2026. Disponible en: <https://www.cnmc.es/prensa/proyectos-control-tension-electrica-20260204>. [Consultada en mayo de 2026]
- [131] CNMC. *Expediente PRO/CNMC/001/26*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/expedientes/procnmc00126>. [Consultada en abril de 2026]
- [132] El Periódico de la Energía. *Estabilidad de la red eléctrica española: más rapidez, no más inercia*. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/estabilidad-de-la-red-electrica-espanola-mas-rapidez-no-mas-inercia/>. [Consultada en abril de 2026]
- [133] UNEF. *Comunicado conjunto sobre el informe final ENTSO-E sobre el apagón ibérico*. Disponible en: <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/comunicado-conjunto-informe-final-entso-e-sobre-el-apagon-iberico/>. [Consultada en abril de 2026]
- [134] MITECO. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>. [Consultada en abril de 2026]
- [135] PV Magazine. *Principales novedades del nuevo RD 997/2025 de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico*, noviembre 2025. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2025/11/06/principales-novedades-del-nuevo-rd-997-2025-de-medidas-urgentes-para-el-refuerzo-del-sistema-electrico/>. [Consultada en abril de 2026]
- [136] El español. *La empresa alicantina GDV construirá una gigafactoría de baterías con capacidad de reciclaje total*, octubre 2024. Disponible en: https://www.elespanol.com/invertia/20241011/empresa-alicantina-gdvmobility-construira-gigafactoria-baterias-capacidad-total-reciclaje/892411295_0.html. [Consultada en abril de 2026]
- [137] National Renewable Energy Laboratory. *Utility-Scale Battery Storage Cost Benchmark: Q1 2024 Update*. NREL/TP-7A40-93281, 2025. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>. [Consultada en abril de 2026]
- [138] Iberdrola. *Centrales hidroeléctricas de bombeo: principio de funcionamiento*. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>. [Consultada en abril de 2026]
- [139] Red Eléctrica de España. *El sistema eléctrico español en 2025: aumenta la demanda de electricidad, la generación y la potencia instalada*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/03/el-sistema->

- [electrico-espanol-en-2025-aumenta-la-demanda-de-electricidad-la-generacion-y-la-potencia-instalada](#). [Consultada en mayo de 2026]
- [140] Solunion. *El futuro del almacenamiento energético: centrales de bombeo en España*. Disponible en: <https://www.solunion.es/blog/el-futuro-del-almacenamiento-energetico-centrales-de-bombeo-en-espana/>. [Consultada en abril de 2026]
- [141] El Confidencial Digital. *Plan Estratégico de Redeia 2026-2029 y compensadores síncronos*, marzo 2026. Disponible en: <https://www.elconfidencialdigital.com/articulo/dinero/red-electrica/202603111129021008849.html>. [Consultada en abril de 2026]
- [142] Planificación Eléctrica. *Red Eléctrica lanza los primeros proyectos de compensadores síncronos para el control de la tensión de la red*. Disponible en: <https://www.planificacionelectrica.es/planificacion-vigente>. [Consultada en mayo de 2026]
- [143] Energy News. *Control de tensión en la red eléctrica española*. Disponible en: <https://www.energynews.es/control-tension-electrica-espana/>. [Consultada en abril de 2026]
- [144] Shanghai Electric SMEC. *Flexible AC Transmission System (FACTS)*. Disponible en: <http://shanghaielectric-smec.es/3-9-flexible-ac-transmission-system/>. [Consultada en abril de 2026]
- [145] Osborne Clarke. *Medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico: reformulación de la potencia*, noviembre 2025. Disponible en: <https://www.osborneclarke.com/es/insights/medidas-urgentes-para-el-refuerzo-del-sistema-electrico-reformulacion-de-la-potencia>. [Consultada en abril de 2026]
- [146] Europapress. *El Gobierno destina 750 millones a 65 actuaciones para aumentar la resiliencia de la red eléctrica*. Disponible en: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-gobierno-destina-750-millones-65-actuaciones-aumentar-resiliencia-red-electrica-20250708135333.html>. [Consultada en abril de 2026]
- [147] Redeia. *Plan estratégico 2026-2029*. Disponible en: <https://www.redeia.com/es/conocenos/plan-estrategico>. [Consultada en abril de 2026]
- [148] Infobae. *España y Portugal redoblan la presión sobre Bruselas y París por la interconexión eléctrica*, mayo 2025. Disponible en: <https://www.infobae.com/espana/2025/05/21/espana-y-portugal-redoblan-la->

[presion-sobre-bruselas-y-paris-por-la-interconexion-electrica-exigen-un-compromiso-politico-y-financiero-firme/](#). [Consultada en abril de 2026]

[149] PV Magazine. *El proyecto de interconexión con Francia por el Golfo de Vizcaya aumenta de 2.800 a 5.000 MW su capacidad, junio 2025*. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2025/06/16/el-proyecto-de-interconexion-con-francia-por-el-golfo-de-vizcaya-aumenta-de-2-800-a-5-000-mw-su-capacidad/>. [Consultada en abril de 2026]

[150] Mundiario. *La eterna piedra en el zapato del sistema eléctrico español: la interconexión con Francia, abril 2025*. Disponible en: <https://www.mundiario.com/articulo/politica/eterna-piedra-zapato-sistema-electrico-espanol-interconexion-francia/20250430171733342492.html>. [Consultada en abril de 2026]

[151] Energy News. *El gran cable submarino que cambiará la energía: España e Italia se dan la mano bajo el mar*. Disponible en: <https://www.energynews.es/el-gran-cable-submarino-que-cambiara-la-energia-espana-e-italia-se-dan-la-mano-bajo-el-mar/>. [Consultada en abril de 2026]

[152] REE. *Red Eléctrica avanza en la nueva interconexión con Portugal con la puesta en servicio de la nueva subestación Fontefría 400/220 kV*. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa-interconexiones-transporte/2025/01/red-electrica-avanza-interconexion-portugal-fontefria>. [Consultada en abril de 2026]

Soluciones a largo plazo

[153] MyATA Insights. *Webinar: almacenamiento y convertidores grid-forming, una necesidad para la estabilidad de red*. Disponible en: <https://my.atainsights.com/webinar/webinar-almacenamiento-y-convertidores-grid-forming-una-necesidad-para-la-estabilidad-de-red/>. [Consultada en abril de 2026]

[154] National Energy System Operator (NESO). *First phase of Stability Pathfinders delivered*. Disponible en: <https://www.neso.energy/news/first-phase-stability-pathfinders-delivered>. [Consultada en abril de 2026]

[155] El Periódico de la Energía. *Los expertos europeos recomiendan a España que cambie los niveles de tensión de la red, 2025*. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-expertos-europeos-recomiendan-a-espana->

- [que-cambie-los-niveles-de-tension-de-la-red-y-ven-bien-la-operacion-reforzada-y-el-nuevo-p-o-7-4/](#). [Consultada en abril de 2026]
- [156] CNMC. *Circular 1/2025, de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, por la que se establecen las condiciones del servicio de arranque autónomo*. Disponible en: <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde00920>. [Consultada en mayo de 2026]
- [157] We Make Consultores. *Conclusiones tras el gran apagón: necesitamos baterías grid-forming*. Disponible en: <https://wemakeconsultores.com/conclusiones-tras-el-gran-apagon-necesitamos-baterias-grid-forming/>. [Consultada en abril de 2026]
- [158] PV Magazine. *El grid-forming será un requisito obligatorio en Europa para instalaciones generadoras y de almacenamiento de más de 1 MW*, noviembre 2025. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2025/11/11/el-grid-forming-sera-un-requisito-obligatorio-en-europa-para-instalaciones-generadoras-y-de-almacenamiento-de-mas-de-1-mw/>. [Consultada en abril de 2026]
- [159] AEEólica. *Apagón eléctrico: análisis del informe final de ENTSO-E y recomendaciones de la CNMC*. Disponible en: <https://aeolica.org/apagon-electrico-analisis-del-informe-final-de-entso-e-y-recomendaciones-y-medidas-propuestas-por-la-cnmc/>. [Consultada en abril de 2026]
- [160] BOE. *Real Decreto 997/2025: medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico*. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2025-22434>. [Consultada en abril de 2026]
- [161] PV Magazine. *ENTSO-E señala fallos sistémicos en la operación, la generación y la regulación que provocaron el apagón ibérico*, marzo 2026. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2026/03/20/entso-e-senala-fallos-sistemicos-en-la-operacion-la-generacion-y-la-regulacion-que-provocaron-el-apagon-iberico/>. [Consultada en abril de 2026]
- [162] Cuerva Energía. *¿Qué es una red inteligente (Smart Grid)?* Disponible en: <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/luz/red-inteligente-que-es/>. [Consultada en abril de 2026]
- [163] ENTSO-E. *Towards smarter grids: developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers*. Disponible en: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf. [Consultada en mayo de 2026]

- [164] Iberdrola. *Vehicle-to-Grid (V2G): qué es y cómo funciona*. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/electric-mobility/vehicle-to-grid-what-it-is-how-it-works>. [Consultada en abril de 2026]
- [165] Enel. *Demand Response: ¿cómo funciona la respuesta a la demanda y por qué es importante?* Disponible en: <https://www.enel.com/es/learning-hub/eficiencia-empresarial/demand-response>. [Consultada en abril de 2026]
- [166] Editores. *Unidades de medición fasorial: ¿qué son y para qué sirven?* Disponible en: https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/329/medicion_fasorial. [Consultada en abril de 2026]
- [167] Esios REE. *Actualización del P.O. 7.4*. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/titulares-de-operacion/po-74-modificacion-tolerancia-anexo-ii-para-p0-suspension-plazo-apartado-105-penalizacion-redes-mancomunadas>. [Consultada en abril de 2026].
- [168] Ecoinventos. *Reino Unido apuesta por gigantescos volantes de inercia de 40 toneladas para estabilizar la red y ayudar a evitar apagones*. Disponible en: <https://ecoinventos.com/reino-unido-apuesta-por-gigantescos-volantes-de-inercia-de-40-toneladas-para-estabilizar-la-red-y-ayudar-a-evitar-apagones/>. [Consultada en abril de 2026]
- [169] ENTSO-E. *Expert Panel Final Report on 28 April 2025 blackout in Spain and Portugal, 20 de marzo de 2026*. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/news/2026/03/20/entso-e-publishes-expert-panel-final-report-on-28-april-2025-blackout-in-spain-and-portugal/>. [Consultada en mayo de 2026]

Referencias académicas e institucionales adicionales

- [170] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. y Vittal, V. *Definition and classification of power system Stability*. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>. [Consultada en abril de 2026]
- [171] Denholm, P., Mai, T., Kenyon, R.W., Kroposki, B. y O'Malley, M. *Inertia and the power grid: a guide without the spin*. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>. [Consultada en abril de 2026]

- [172] Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D.J. y Verbič, G. *Foundations and challenges of low-inertia systems*. Disponible en: <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>. [Consultada en abril de 2026]
- [173] Fang, J., Li, H., Tang, Y. y Blaabjerg, F. *On the inertia of future more-electronics power systems*. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2877766>. [Consultada en abril de 2026]
- [174] CIGRE. *Inertia Measurements in the GB Power System used for Operations and Planning Improvements*. Disponible en: https://cse.cigre.org/cse-n027/c2-inertia-measurements-in-the-gb-power-system-used-for-operations-and-planning-improvements.pdf?tx_site_pdfdownload%5BaccessToken%5D=dummyToken&tx_site_pdfdownload%5Baction%5D=download&tx_site_pdfdownload%5Bcontroller%5D=Pdf&tx_site_pdfdownload%5BpdfProject%5D=10300&cHash=3f7c2932dbf98c40a5bd6d3036909b4d. [Consultada en abril de 2026]
- [175] CIGRE Working Group B4.76. *DC grid benchmark models for system studies*. Disponible en: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/804-dc-grid-benchmark-models-for-system-studies.html>. [Consultada en abril de 2026]
- [176] ENTSO-E. *Ten Year Network Development Plan 2024 (TYNDP 2024)*. Disponible en: <https://tyndp.entsoe.eu/>. [Consultada en abril de 2026]
- [177] IRENA. *Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables*. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>. [Consultada en abril de 2026]
- [178] International Energy Agency. *Electricity grids and secure energy transitions: enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems*. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>. [Consultada en abril de 2026]
- [179] North American Electric Reliability Corporation. *Fault-induced delayed voltage recovery: technical reference*. Disponible en: <https://www.nerc.com/>. [Consultada en abril de 2026]
- [180] Kundur, P. *Power system stability and control*. McGraw-Hill, Nueva York, 1994.
- [181] Grainger, J.J. y Stevenson, W.D. *Power systems analysis*, McGraw-Hill, Nueva York, 1994.

- [182] Ulbig, A., Borsche, T.S. y Andersson, G. *Impact of low rotational inertia on power system stability and operation*. Disponible en: <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615>. [Consultada en abril de 2026]
- [183] Bevrani, H., Ghosh, A. y Ledwich, G. *Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives*. Disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0049>. [Consultada en abril de 2026]
- [184] Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B.M. y Hannegan, B. *Achieving a 100% renewable grid: operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy*. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122>. [Consultada en abril de 2026]
- [185] Carlos Fabián Gallardo Quingatuña, Universidad Carlos III de Madrid. *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/entities/publication/d4a69d2d-57c0-49e6-ba77-ef93b405d872>. [Consultada en mayo de 2026]
- [186] El Diario de Madrid. *Iberdrola niega que la planta Núñez de Balboa fuera el origen de la oscilación del apagón*. Disponible en: <https://www.eldiariodemadrid.es/articulo/energia/iberdrola-niega-nunez-balboa-apagon/20260212140838120994.html>. [Consultada en mayo de 2026]

Costes de las soluciones

- [187] Cabranoticias. *Coste unitario compensador síncrono*. Disponible en: <https://cabranoticias.com/actualidad/el-gobierno-somete-a-informacion-publica-el-proyecto-del-compensador-sincrono-cabra-400-kv-con-una-inversion-de-mas-de-100-millones>. [Consultada en mayo de 2026]
- [188] Elperiodicodelaenergia. *Ahorro y periodo de recuperación de cada compensador síncrono*. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-lanza-los-primeros-proyectos-de-compensadores-sincronos-para-controlar-la-tension-de-la-red/>. [Consultada en mayo de 2026]