

ARTÍCULO ORIGINAL

EL APAGÓN DE 28 DE ABRIL DE 2025: LAS CONSECUENCIAS REGULATORIAS* The blackout of the 28th April 2025: regulatory consequences

Íñigo del Guayo Castiella
Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de Almería
iguayo@ual.es

RESUMEN

El cero neto que tuvo lugar en la Península Ibérica el 28 de abril de 2025 fue un acontecimiento de singular importancia en la historia del sector eléctrico español. Se han elaborado varios informes sobre las causas que pudieron contribuir a su producción, pero quedan fuera de la consideración de este capítulo, centrado en las consecuencias regulatorias que aquel acontecimiento ha tenido en los meses pasados. Sin duda que una de las principales consecuencias inmediatas ha sido más operativa que regulatoria (la llamada gestión reforzada del sistema, que luego obtuvo cierta cobertura normativa), pero las autoridades competentes han acometido ya reformas normativas que son expuestas y analizadas en estas páginas.

PALABRAS CLAVE: Cero neto, estabilidad, seguridad, frecuencia, control de la tensión, reformas regulatorias.

ABSTRACT

The blackout that occurred in the Iberian Peninsula on April 28, 2025, was a singularly significant event in the history of the Spanish electricity sector. Several reports have been produced on the causes that may have contributed to its occurrence, but these are outside the scope of this chapter, which focuses on the regulatory consequences that this event has had in recent months. Undoubtedly, one of the main immediate consequences has been more operational than regulatory (the so-called enhanced system management, which later received some regulatory coverage), but the competent authorities have already undertaken regulatory reforms that are presented and analyzed in these pages.

KEYWORDS: Blackout, stability, safety, frequency, voltage control, regulatory reforms.

* Sesión académica de la RADE celebrada el 14-01-2026 con el título *El apagón de 28 de abril de 2025: los informes sobre sus causas y las consecuencias regulatorias*. <https://www.rade.es/pagina.php?item=1983>

Agradezco al Doctor Ingeniero D. Josep María Salas i Prat que leyese una versión original de este trabajo y me hiciese numerosos y valiosísimos comentarios. Cualquier error, sin embargo, es sólo imputable al autor"

1. INTRODUCCIÓN

Este texto recoge mi intervención en la Real Academia de Doctores de España, el pasado 14 de enero de 2026, en el seno de un Seminario titulado “El apagón de 28 de abril de 2025: los informes sobre sus causas y las consecuencias regulatorias”. Así como la parte relativa a los informes sobre sus causas corrió a cargo del D. José Luis Sancha Gonzalo, Doctor Ingeniero Industrial (quien lo expuso con gran detalle), yo me ocupé de las consecuencias regulatorias. El profesor Antonio Jiménez-Blanco Carrillo de Albornoz, Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad Politécnica de Madrid, Académico de número de esa Corporación, llevó a cabo una brillante introducción a la materia. Fue un honor compartir mesa con ambos ilustres especialistas. Quiero expresar mi agradecimiento a la RADE, en la persona de su presidente, D. José Ramón Casar Corredera, así como a su Sección de Derecho, presidida por D. Jorge Rodríguez-Zapata Pérez.

2. LAS CONSECUENCIAS REGULATORIAS DEL CERO NETO

La respuesta regulatoria y operativa al cero neto ha consistido en la adopción de determinadas medidas (regulatorias, en su mayoría) para asegurar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico y evitar que se produzcan, en el futuro, nuevos apagones.

2.1. Competencias y obligaciones sobre la materia

Como en otros ámbitos, las competencias están repartidas entre el Gobierno y el regulador (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: en adelante, CNMC), lo cual es fuente de confusiones e ineficiencias. Mientras que al Gobierno corresponde aprobar unos criterios generales de protección del sistema eléctrico (con fundamento en normativa reglamentaria anterior a la actual Ley núm. 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico -en adelante, LSE-) a la CNMC corresponde la aprobación de los concretos protocolos de aprobación del sistema eléctrico. Esta distinción recuerda, un tanto, *congrua congruis referendo*, a la distinción entre política energética (que corresponde al Gobierno) y regulación energética (que corresponde a la CNMC). También me he de referir al operador del sistema (REE) -en adelante, OS-, quien tiene también importantes competencias de propuesta e impulso.

2.1.1. La Administración General del Estado

Entre las competencias que la LSE atribuye a la Administración General del Estado, hay varias relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico (art. 3 de la LSE): establecer la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, determinar, en el ámbito de su competencia, las medidas necesarias para garantizar el

suministro de energía eléctrica, y establecer los requisitos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el art. 1. Esos criterios son los siguientes: seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Son criterios relevantes, que se agrupan en torno a alguno de los tres pilares del trilema energético (seguridad, eficiencia y sostenibilidad) y que han de ser tenidos en cuenta a la hora de adoptar medidas de refuerzo de la seguridad del sistema eléctrico.

Llama la atención que los criterios generales de protección del sistema eléctrico vigentes el 28 de abril de 2025 estuviesen en vigor desde hacía 27 años (como dice expresamente el borrador de norma que se ha sujetado a consulta pública, y al cual me he de referir en breve)². Por eso, una de las medidas propuestas por el Grupo de Trabajo de Operación del Sistema Eléctrico (GTOSE)³, recogida en el informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, publicado el 17 de junio de 2025, es la aprobación de unos nuevos criterios. Estuvieron sujetos a consulta pública hasta el 5 de septiembre de 2025, en la página web del MITERD: Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba un procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del sistema eléctrico español (Art. 3, 10, de la LSE) (se cerró el 5 de septiembre).

2.1.2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

El art. 7 de la Ley de creación de la CNMC, de 2013, le atribuye funciones específicas en el ámbito del sector eléctrico, como establecer, mediante circulares dictadas de conformidad con el art. 30 de esa Ley, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

La Circular núm. 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema⁴ (está en trámite de revisión). Esta Circular núm. 3/2019 establece que, para desarrollar determinadas

² Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte" (BOE núm. 67, de 18 de marzo de 2000).

³ Véase, también, la Orden comunicada de 30 de abril de 2025, por la que se crea y regula el funcionamiento del Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, con la naturaleza de grupo de trabajo.

⁴ BOE núm. 289, de 2 de diciembre de 2019.

cuestiones, como los procedimientos de operación (art. 23 de la Circular), la CNMC aprobará resoluciones, que se publican el BOE.

El carácter normativo de la Circular es indudable, como lo es la “Resolución” en desarrollo de esas cuestiones. Para un administrativista, es llamativo que una norma se apruebe mediante Resolución, dado que en nuestra legislación administrativa las resoluciones contienen actos administrativos, por oposición a las normas o disposiciones administrativas de carácter general (como una Circular). Se produce así una suerte de desarrollo normativo en “cascada” como “elemento normativo desgajado”, en expresión de Meilán⁵. Cuando los procedimientos de aprobación eran aprobados por el Secretario de Estado, también lo eran mediante Resolución, de indudable carácter normativo, igualmente. Es la propia CNMC, con potestad normativa para aprobar Circulares, atribuida por la ley, quien se atribuye a sí misma potestad normativa para hacerlo mediante Resolución. Sin perjuicio de la posible discusión acerca de la legitimidad de que la propia CNMC, habilitada por ley a aprobar normas (circulares), establezca que otras normas ulteriores serán aprobadas mediante Resolución, lo cierto es que la expresión escogida (Resolución), no es la más correcta.

2.1.3. El Operador del Sistema Eléctrico

En tercer lugar, hay que referirse a REE (filial de REDEIA) u operador del sistema eléctrico. Para entender correctamente la posición que ocupa REE en el sistema eléctrico español hay que atender a varios preceptos de la LSE. El art. 6, apartado 1, de la LSE establece que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son desarrolladas por los siguientes sujetos:

«(...) c) *El operador del sistema, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 30.*

d) *El transportista, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36» (en ese precepto se lee lo siguiente: «El transportista será responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte...»).*

Nos referimos aquí a REE (en este epígrafe sobre las competencias regulatorias), no tanto porque tenga competencias regulatorias, cuanto porque la LSE le atribuye la función de propuesta normativa, en varios temas relacionados con la seguridad y la estabilidad del sistema eléctrico.

⁵ Meilán Gil, J.L., *La distinción entre norma y acto administrativo*, Escuela Nacional de Administración Pública, Alcalá de Henares 1967 y Meilán Gil, J.L., y García Pérez, M., *Norma y acto administrativos*, ed. Iustel, Madrid 2018.

De acuerdo con el art. 30, 1, segunda frase, de la LSE, el operador del sistema es el gestor de la red de transporte. Por su parte, el art. 34, 2, de la LSE, dispone que Red Eléctrica de España, S.A., actúa como transportista único, desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la LSE. El art. 34, 1, de la LSE define la red de transporte primario y secundario.

Se trata, por tanto, de dos figuras distintas: una cosa es la operación del sistema (gestión de la red de transporte) y otra es el transporte, aunque sean ejercitadas por la misma entidad (REE).

El art. 8, 2, de la LSE dispone que la operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la LSE.

El art. 30. 1, de la LSE dispone que el operador del sistema tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejerce sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. De acuerdo con ese mismo precepto, el operador del sistema es el gestor de la red de transporte.

De conformidad con el art. 31, 1, de la LSE, la sociedad mercantil que actúe como operador del sistema debe ser autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (hoy, MITERD), a solicitud de la interesada. Entre los sujetos del sistema eléctrico enumerados en el art. 6 de la LSE no se encuentra el Gestor de la Red de Transporte. La explicación podría estribar en una incorrecta secuencia lógica de la LSE, que es la siguiente: a) hay un operador del sistema entre los sujetos del sistema eléctrico, que es el gestor de la red de transporte⁶; b) hay un transportista único⁷; y c) el operador del sistema es el gestor de la red de transporte⁸. Una lógica mejor hubiese debido conducir a esta otra secuencia: a) existe un transportista único; b) ese transportista único es el gestor de su red, o sea, el gestor de la red de transporte (que es también único, como único es el transportista), y c) el gestor de la red de transporte es, además, el operador del sistema.

Por su parte, el apartado 2 del art. 30 de la LSE contiene una larga lista de funciones encomendadas al operador del sistema. La mayoría de esas funciones tienen que ver con la

⁶ Art. 6, 1, letra c, en relación con el art. 30, 1, ambos de la LSE.

⁷ Art. 6, 1, letra d, en relación con el art. 34, 2, ambos de la LSE.

⁸ Art. 31, 1, de la LSE.

seguridad y estabilidad del sistema. Una de ellas (la contenida en la letra e) establece concretamente lo siguiente:

«Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución»

2.2. La primera reacción normativa. El (fallido) Real Decreto-Ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico⁹

El Gobierno aprobó un Real Decreto-ley, el núm. 7/2025, con medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. La Exposición de Motivos explica cuán rápido se repuso el servicio, algo que, efectivamente, debe ser destacado. El Real Decreto-ley contenía una serie de mandatos dirigidos al operador del sistema y a la CNMC (básicamente, para que se revisasen determinadas cuestiones y, en su caso, se procediese a la pertinente reforma regulatoria), así como otras medidas adyacentes, como las relativas al impulso del almacenamiento eléctrico. La norma no fue convalidada por el Congreso y, por tanto, quedó derogada.

2.3. El Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico

Derogado el Real Decreto-ley núm. 7/2025, el Gobierno español tramitó y aprobó por el trámite de urgencia el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico¹⁰. El Gobierno interpretó que los mandatos dirigidos a la CNMC y al operador del sistema y contenidos en el Real Decreto-ley núm. 7/2025 no debía estar contenidos en una norma con rango o valor de ley, y los incorporó a este Real Decreto, de la manera siguiente:

2.3.1. Mandatos a la CNMC

a) En el plazo de tres meses publicará un informe de seguimiento del cumplimiento de las obligaciones de control de tensión por parte de todos los sujetos del sector obligados. Se actualiza de forma trimestral, se remite a la Secretaría de Estado de Energía y es público.

b) En el plazo de nueve meses, deberá completar un plan de inspección extraordinario de las capacidades de reposición de todos los agentes participantes en el proceso de reposición prestando especial atención a las instalaciones de generación con arranque autónomo, a los

⁹ BOE núm. 152, de 25 de junio de 2025.

¹⁰ BOE núm. 267, de 6 de noviembre de 2025.

ciclos combinados, y a las redes de distribución, incluyendo todos los componentes de las mismas a partir de 1 kV. Tiene carácter periódico y se realiza cada tres años tras la conclusión de este primer ejercicio y es público.

2.3.2. Mandatos al operador del sistema

El operador del sistema presentará a la CNMC y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de un proceso de análisis y revisión, que podrán incluir una propuesta de modificaciones normativas, de los siguientes aspectos de la operación del sistema:

a) En un plazo no superior a tres meses, se analizará la instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización Power System Stabilizer o estabilizador del sistema de potencia y Power Oscillation Damping o uso de controles para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia (en generación síncrona y asíncrona respectivamente) para reforzar la robustez y amortiguamiento del sistema frente a oscilaciones.

b) En un plazo no superior a tres meses, se analizará una nueva regulación de respuesta a la velocidad de variación de la tensión, que vaya más allá del establecimiento de valores estáticos de tensión de operación máximos y mínimos.

c) En un plazo no superior a tres meses, se analizarán los requisitos de inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción, incluyendo aspectos como la estabilidad en la inyección de potencia activa.

d) En un plazo no superior a seis meses, se analizará la regulación de los servicios de ajuste y la programación de las restricciones técnicas para incorporar las nuevas situaciones del sistema y soluciones novedosas para su resolución desde una perspectiva de neutralidad tecnológica y de optimización de costes para el conjunto de consumidores.

De esta manera, el Real Decreto podría estar reconociendo que la denominada operación reforzada del sistema eléctrico está necesitada de una nueva regulación que le dé plena cobertura, con plena sujeción a los principios de neutralidad tecnológica y de eficiencia económica. La gestión reforzada está suscitando un debate acerca de su cuantía y acerca de su acomodo a los principios de la LSE. Mientras que el operador del sistema reputa que el encarecimiento de los costes del sistema no es elevado, algunas compañías eléctricas piensan lo contrario.

e) En un plazo no superior a seis meses, se analizará una propuesta de procedimiento de operación del sistema eléctrico que sirva para establecer la coordinación entre los planes de desarrollo de la red de transporte y los planes de desarrollo de la red distribución.

f) En un plazo no superior a seis meses, se analizarán los requisitos mínimos necesarios de monitorización para el análisis de incidentes. Se deberán definir, al menos, la necesidad de registros de faltas (oscilografía), registros de perturbación que almacenen de forma continua con un período de muestreo de al menos 20 ms (50 Hz) y la necesidad de que dichos registros tengan sincronización horaria.

g) En un plazo no superior a seis meses, se analizará la definición de un procedimiento donde se establezca como remitir al OS la información solicitada para realizar el análisis de incidentes en el sistema eléctrico.

En los casos en los que el resultado del análisis del operador del sistema incluya propuesta de modificación normativa, esta será aprobada, si procede, en el plazo de seis meses por la CNMC o por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en función de sus competencias respectivas.

2.4. Una consecuencia regulatoria de desarrollos anteriores al cero neto de 28 de abril de 2025. La Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español

Desde varios años antes del cero neto de 2025, la CNMC estaba involucrada en un proceso, con implicación del MITERD y de las empresas del sector, y con propuestas de REE, destinado a mejorar el control de la tensión por parte de los operadores. Como consecuencia de ese proceso se aprobó la Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español¹¹. La fecha de esa Resolución no debe llevar a engaño, pues aunque es posterior al cero-neto, sus raíces están en un procedimiento iniciado con anterioridad.

Entre otros, la Resolución modifica el P.O. 7.4, y abre la participación al control de tensión dinámico a tecnologías renovables y a la demanda mediante una prestación potestativa y retribuida. Hasta esa Resolución el control de la tensión lo hacía la generación síncrona, mientras que la asíncrona y la demanda sólo tenían la obligación de mantener su generación o consumo de energía reactiva dentro de unos límites. Se crean mercados locales para la contratación de capacidad adicional para dotar al servicio de una mayor eficiencia¹². Incluye un pago por arranque autónomo.

¹¹ BOE núm. 153, de 26 de junio de 2025.

¹² La Resolución está recurrida antes los tribunales de lo contencioso-administrativo.

La situación para las renovables y la demanda es diferente, a partir del nuevo PO7.4. Es una obligación para las renovables, dentro de un rango, y algo voluntario para la demanda:

- A) En cuanto a las instalaciones de producción renovable fuera del ámbito del Real Decreto núm. 413/2014, el apartado 6.1.2. del P.O. 7.4 establece que deben modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad reactiva obligatoria indicada en el Anexo 1 del P.O. 7.4, para mantener la tensión en el BC (barras de central) dentro del rango definido. No existe obligación cuando se encuentran operando por debajo de su mínimo técnico;
- B) De la demanda versa el apartado 6.1.1 del P.O.7.4 (en relación, a su vez, con el Real Decreto 413/2014 y la Orden TED 749/2020). Se refiere al rango de factor de potencia obligatorio definido en el RD 413/2014, ajustado a las capacidades técnicas exigidas en la Orden TED 749/2020, para las instalaciones bajo su ámbito. El P.O.7.4 no impone obligaciones adicionales a las existentes en el ámbito de los peajes. La capacidad obligatoria es nula (las obligaciones en relación con la prestación básica del control de la tensión se mantienen en el ámbito de los peajes, de acuerdo con la Circular 3/2020 de la CNMC).

Con esta Resolución se está llevando a cabo el proceso de habilitación de las instalaciones de generación para que regulen tensión de manera dinámica en respuesta a las consignas del operador del sistema, lo que contribuirá a mejorar significativamente la seguridad del sistema y en particular, la rápida respuesta de las instalaciones. En concreto, de acuerdo con la última información proporcionada por el operador del sistema, 161 instalaciones - ciclos combinados, eólicas, fotovoltaicas, biomasas, hidráulicas e híbridas - habrían solicitado la realización de las pruebas de habilitación.

La Orden TED/749/2020, de 16 de julio, establece los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. Los módulos de generación deben cumplir una serie de requisitos de capacidad técnica para el control de tensión que les permita dar el servicio de modalidad de seguimiento de consignas previsto en el PO7.4. Por tanto, las instalaciones puestas en marcha con posterioridad a la entrada en vigor de esa Orden (el 8 de enero de 2021), contarían ya con esas capacidades, sin perjuicio de su necesaria habilitación por parte del operador del sistema (que es lo que establece el nuevo PO 7.4).

En el Anexo I de este trabajo doy cuenta de otras normas aprobadas en ejercicio de un proceso constante de mejora, por parte de la CNMC, del control de la tensión en el sistema.

2.5. Una consecuencia regulatoria. La Resolución de 19 de enero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español

Una consecuencia propiamente regulatoria se encuentra en la Resolución de 19 de enero de 2026, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español¹³. Esta Resolución es una fase final de un proceso que empezó unos meses antes, con la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español¹⁴. Esta Resolución de octubre de 2025 no fue, propiamente, una respuesta al cero neto de 28 de abril de 2025, sino a unas variaciones bruscas de tensión sobre las cuales había alertado REE, en septiembre de 2025, quien reclamó varias medidas a la CNMC. La Resolución de octubre de 2025 modificó los procedimientos de programación (PO 3.1), de restricciones técnicas (PO 3.2) y la regulación secundaria (PO 7.2). No modificó, sin embargo, el procedimiento de operación 7.4, relativo a la regulación de la tensión.

Mediante esa Resolución de octubre de 2025, la CNMC aprobó unas reglas que permitieron reforzar la seguridad del sistema y evitar apagones, pero, según varias empresas del sector, su aplicación ha tenido un impacto económico directo negativo sobre los consumidores, a quienes *se han trasladado los costes de la gestión reforzada*. La CNMC reconoce que el modo reforzado incrementa los costes operativos del sistema, pero considera necesaria la medida para evitar riesgos de suministro. Con la reforma de octubre de 2025, las comercializadoras cuentan con un respaldo normativo para incorporar estos nuevos costes a sus tarifas y revisar los contratos afectados por el cambio regulatorio, pues la CNMC había acordado, el 23 de junio, que esos costes no se podían traspasar a los contratos en vigor. Para REE, la programación reforzada ha supuesto sólo un 2,34% de los costes totales del sistema eléctrico español. El OS aplica este criterio de programación desde el 30 de abril de 2025¹⁵.

Para Urbener, esa gestión reforzada subraya la importancia de la transparencia y el control directo sobre los costes energéticos. Mientras las comercializadoras trasladan progresivamente estos incrementos al consumidor mediante un precio opaco, los clientes representados directamente en el mercado disponen de una visión clara y verificable de sus costes reales, ya que pueden consultar en tiempo real todos los componentes del sistema a través de la propia web de REE. Opina igualmente que, en un entorno en el que las medidas

¹³ BOE núm. 18, de 20 de enero de 2026.

¹⁴ BOE núm. 253, de 21 de octubre de 2025.

¹⁵ Comunicado de prensa de REE de 5 de noviembre de 2025.

regulatorias seguirán evolucionando para sostener la transición renovable, la representación directa y los contratos bilaterales se consolidan como las herramientas más eficaces para garantizar autonomía, estabilidad y previsibilidad¹⁶.

Un punto controvertido es el control de la tensión. El apagón del 28 de abril de 2025 derivó de una sobretensión y de la falta de capacidad para controlarla. Después del apagón aparecieron oscilaciones de tensión relacionadas con la entrada y salida súbita de las renovables, un fenómeno agravado por la entrada en vigor del mercado cuarto horario (en lugar del horario) vigente desde marzo 2025 (Resolución de 6 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario¹⁷).

Esto dice la CNMC sobre la modificación del P.O. 7.4:

«A la vista de estas alegaciones y de los análisis técnicos presentados y, en particular, las manifestaciones de los generadores síncronos respecto a la imposibilidad de cumplimiento de las obligaciones propuestas, así como el riesgo que ello podría suponer para la integridad de las máquinas generadoras o el propio sistema, de acuerdo con sus manifestaciones, esta Comisión considera que la modificación del PO7.4 requiere de un análisis más profundo por parte de todos los actores implicados, por lo que no procede su adopción de forma inmediata, en tanto no hayan sido analizadas convenientemente las evidencias aportadas por los sujetos en el trámite de audiencia y sus implicaciones».

Las medidas adoptadas por la CNMC en octubre de 2025 satisficieron a las empresas eléctricas. Las medidas propuestas por REE para el control de la tensión no fueron aprobadas porque los generadores síncronos (gas, nuclear e hidroeléctrica) manifestaron la imposibilidad de cumplirlas, el riesgo que eso suponía para la integridad de las máquinas generadoras o del propio sistema. También se expresaron en contra algunos generadores asíncronos.

Aunque no modifica el P.O. 7.4, la CNMC dice lo siguiente:

«No obstante, con el fin de proporcionar al sistema el mayor volumen posible de recurso de control de tensión en las circunstancias actuales, se requiere al operador del sistema que intensifique las acciones orientadas a lograr un control más efectivo, en coordinación con los sujetos implicados y asegurando el máximo nivel de transparencia.

¹⁶ Urbener: *La CNMC da luz verde a la operación reforzada*: alivio para las comercializadoras, sobrecoste para los consumidores, 29 de octubre de 2025, en <https://share.google/6mR5cDAXRhPJN4H6n>

¹⁷ BOE núm. 65, de 17 de marzo de 2025.

En particular, se le insta al análisis de opciones que permitan aprovechar las capacidades disponibles en el parque de generación. Por ejemplo, agilizando los procesos de habilitación – con la participación activa de los sujetos - y flexibilizando los requisitos aplicables en la modalidad de seguimiento de consignas con carácter temporal, de forma que faciliten la implementación de este servicio con la mayor celeridad posible.

En estos casos, el operador del sistema dejará constancia de las condiciones técnicas de tiempo de respuesta aplicables a cada instalación a efectos de su consideración temporal en el servicio de control de tensión».

REE ya había establecido antes, para atajar el problema, que se obligase a las renovables a entrar y salir de forma más gradual del sistema, con rampas de subida y bajada más progresivas, de 15 minutos. De la misma manera, propuso un control dinámico de la tensión, tanto, para las renovables, como para la convencional.

Las modificaciones de la Resolución de 20 de octubre de 2025 surtieron efectos al día siguiente de su publicación en el BOE y fue de aplicación durante un periodo de treinta días naturales. Este plazo pudo ser prorrogado previa la solicitud del operador del sistema, de forma motivada, con una antelación mínima de cinco días, por periodos adicionales y con una duración total máxima de tres meses. Esas modificaciones han sido prorrogadas en cuatro ocasiones, mediante Acuerdos de 18 de noviembre de 2025, y 2, 18 y 29 de diciembre de 2025¹⁸.

En la segunda prórroga (2 de diciembre de 2025) leemos lo siguiente:

«Por otra parte, cabe señalar que, la citada resolución de 20 de octubre de 2025 contemplaba la puesta en marcha de un plan de trabajo con los operadores y sujetos del sector, en el que se analizará, entre otras cuestiones, la implementación del P07.4 y las propuestas adicionales formuladas por los sujetos sobre la mejora de las variaciones de tensión. En el marco de estos trabajos, se ha puesto de manifiesto la necesidad de impulsar la rápida implementación del nuevo servicio de control de tensión que permite una gestión dinámica de la tensión, facilitando a los sujetos una mayor aclaración de los requisitos y respuestas que se le exigen en el servicio del P.O.7.4 y en el proceso de habilitación para dar este servicio. Este trabajo ha venido siendo realizado por el Operador del Sistema como respuesta a las consultas planteadas y durante el propio proceso de habilitación, labor que se considera fundamental para ayudar a los sujetos a convertirse en proveedores y que debe seguir dándose prioridad. El contar con

¹⁸ BOE núm. 278, de 19 de noviembre de 2025, núm. 291, de 4 de diciembre, 305, de 20 de diciembre y 29 de diciembre, respectivamente, todos ellos de 2025.

nuevos recursos dinámicos para la prestación de este servicio es fundamental para la estabilización de las tensiones».

Tras las sucesivas prórrogas de la Resolución de 20 de octubre de 2025 (que debían terminar el 19 de enero de 2026), se vio necesario dar sus reformas de una mayor estabilidad y, por eso, se aprobó la Resolución de 19 de enero de 2026, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español¹⁹. Responde a una propuesta que hizo el operador del sistema el 18 de diciembre de 2025.

El OS solicitó las modificaciones dirigidas a reducir los factores que provocan variaciones bruscas de tensión en la red. La propuesta consistió, a grandes rasgos, en mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas en virtud de la Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos. Sin embargo, los cambios propuestos no fueron idénticos a los que fueron introducidos con carácter temporal por la citada Resolución, ya que se ha adaptado el contenido tras la experiencia y el debate con los sujetos interesados.

A finales de septiembre de 2025, el OS observó que se estaban registrando en el sistema eléctrico peninsular variaciones bruscas de tensión coincidiendo con cambios abruptos en la producción procedente de plantas que siguen un factor de potencia, es decir, la variación de la producción de energía activa en estas instalaciones va acompañada de una variación de la energía reactiva, lo que a su vez impacta en la tensión. Si esa variación se produce de forma brusca, podría llegar a ponerse en riesgo la estabilidad del sistema y la seguridad del suministro.

El OS argumentaba que la dinámica descrita no se había producido en el pasado con la magnitud actual. A su juicio, es la evolución que ha experimentado el sistema en apenas uno o dos años la que provoca los saltos bruscos de producción: crecimiento significativo de las instalaciones que siguen factor de potencia, con participación muy activa en los segmentos de mercado de tiempo real (mercado intradiario y servicios de balance), negociación cuarto-horaria en los mercados, aparición de precios negativos, integración de los mercados de balance europeos, etc.

Respecto del balance, es preciso referirse a la Resolución de 25 de abril de 2024, de la CNMC, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de

¹⁹ BOE núm. 18, de 20 de enero de 2026.

operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso²⁰.

Para paliar este riesgo, en primer lugar, el OS exigió la aplicación de una rampa controlada para los cambios de programa a todas las instalaciones que dispone de esta capacidad en virtud de la Orden TED/749/2020. En segundo lugar, propuso a la CNMC la introducción de modificaciones en los procedimientos de operación del sistema. Dichas modificaciones perseguían eliminar algunos de los factores que facilitan la aparición de saltos bruscos de programa. A grandes rasgos, estas eran las modificaciones propuestas:

- a) Garantizar una resolución completa de restricciones (congestiones, falta de reserva, etc.) tras el mercado diario, dando así firmeza a los programas con antelación a tiempo real y reduciendo la necesidad de programar energías de balance en tiempo real; y
- b) Establecer el seguimiento del programa PTR (incluyendo rampas para los cambios de programa) por parte de las instalaciones habilitadas en secundaria (aFRR) en todos los periodos de programación. De esta forma se pretendía ampliar el número de instalaciones que siguen rampas en los cambios de programa más allá del ámbito de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio (por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión²¹) alcanzando a todas las instalaciones que disponen de esa capacidad.

La propuesta del OS incluía otras medidas (revisión del PO 7.4) que no fueron aprobadas por la CNMC en octubre de 2025 (ni lo han sido en la Resolución de enero de 2026), por considerar que requerían un mayor análisis y debate con los sujetos y, además, no eran de inmediata aplicación.

La CNMC consideró conveniente dotar de un carácter temporal a las reformas contenidas en la Resolución de octubre de 2025, teniendo en cuenta la urgencia de la tramitación, la falta de debate en el sector (sin consulta pública del operador del sistema), el riesgo de que las modificaciones afectaran negativamente al mercado y, sobre todo, la posibilidad de que las variaciones de tensión que justificaban las medidas pudieran tener un origen estacional, por la menor demanda del periodo otoñal. Se consideró que la situación podía mejorar con el aumento de la demanda en invierno, la reducción del potencial solar y la implementación del nuevo servicio de control de tensión del PO7.4, aprobado por Resolución de la CNMC de 12 de junio de 2025, que estaba prevista en enero de 2026.

²⁰ BOE núm. 137, de 6 de junio de 2024.

²¹ BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2025.

Desde que se iniciara la aplicación de estos cambios el pasado mes de octubre, la CNMC ha estado vigilando estrechamente el impacto de las medidas, tanto sobre las variaciones de tensión, como sobre el mercado eléctrico. Esta vigilancia se ha llevado a cabo con la información y los análisis proporcionados por el OS y con la información del mercado a la que tiene acceso diariamente esta Comisión.

Asimismo, la CNMC ha impulsado a través de reuniones con los sujetos y el OS la rápida implementación del nuevo servicio de control de tensión -que permite una gestión dinámica de la tensión-, de forma que se clarifiquen los requisitos y respuestas que se exigen en el servicio del PO7.4 y en el proceso de habilitación para dar este servicio. Como resultado de este proceso, se está trabajando en la actualidad en la adaptación de ciertos aspectos del servicio al nuevo escenario del sistema eléctrico.

En el proceso de debate con el sector, se han discutidos otras posibles soluciones alternativas a esta modificación de los procedimientos 3.1, 3.2 y 7.2. El problema que se afronta es de tensión, concretamente de “sobretensión”, una perturbación que aparece cuando la generación es superior a la demanda. Por tanto, la solución estructural es: o aumentar demanda o retirar generación en aquellos nudos con sobretensiones. Además, se trata de una cuestión de carácter local, a diferencia de los temas de frecuencia, donde no importa la localización.

Este desequilibrio zonal entre oferta y demanda lleva a una reflexión sobre la política energética y la planificación (o sobre su ausencia). La opción más efectiva sería la exigencia de rampas para cambio de programa a todas las instalaciones de generación del sistema eléctrico peninsular, acompañado de la imposición de un control de tensión dinámico en sustitución del factor de potencia, lo que obligaría a las instalaciones anteriores a la Orden TED/749/2020 a acometer inversiones. Otra herramienta que sería efectiva para garantizar la estabilidad de las tensiones sería una habilitación rápida y generalizada de las instalaciones asíncronas en el servicio de control de tensión con seguimiento de consignas. Pero este proceso podría no estar lo suficientemente avanzado cuando cambien de nuevo las circunstancias del sistema en primavera, con el descenso de la demanda y el aumento de la producción solar.

En consecuencia, se consideró conveniente proceder con la tramitación de las modificaciones de procedimientos solicitadas por el OS. Las modificaciones que se han aprobado en enero de 2026 podrán ser revisadas más adelante en tanto se desarrollen otras soluciones de medio plazo que también puedan contribuir a la reducción de las variaciones bruscas de tensión, como el citado servicio de control de tensión.

En cuanto al procedimiento de operación 3.1 (proceso de programación), se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) con objeto de garantizar que se publica una solución completa de restricciones técnicas tras el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). De este modo, se evitará la aplicación de un volumen elevado de redespachos por restricciones en el proceso de resolución en tiempo real, lo que a su vez evitará la necesidad de activación de energías de balance adicionales. Para ello, se modifica lo siguiente:

Se reduce de 30 a 15 minutos el plazo de tiempo para la publicación del PDBF por el OS (Apartado 6 y Anexo I).

Se reduce de 20 a 10 minutos el plazo de tiempo para el envío de las nominaciones de programa de los participantes en el mercado al OS (Apartados 6.4, 6.5 y Anexo I).

Se modifica la referencia temporal para el envío de los desgloses, las potencias hidráulicas y los caudales, quedando recogido en los apartados 7.1 y 7.2 y el anexo I que dicha información será enviada por los sujetos al OS desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBF.

A este respecto, el OS pone de manifiesto en su informe justificativo que esta modificación no supone una disminución del tiempo actualmente disponible para el envío de desgloses. Actualmente los participantes en el mercado disponen de 20 minutos tras la publicación del PDBC para el envío de esta información. Con el cambio propuesto, se retrasa su envío hasta 10 minutos después de la publicación del PDBF, por lo que dispondrán del plazo de tiempo para la publicación del PDBF (unos 15 minutos) más los 10 minutos adicionales tras la publicación del PDBF, es decir, unos 25 minutos en total para el envío de los desgloses de programa.

Se modifica el apartado 8 y el anexo I para contemplar la publicación del PDVP con la solución completa de las restricciones técnicas del PDBF.

En cuanto al procedimiento de operación 3.2 (restricciones técnicas), se incorpora al proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF la programación de generación por falta de reserva a subir, que anteriormente se abordaba en su totalidad en el proceso de restricciones técnicas en tiempo real. Esta adaptación tiene por objeto reducir el desequilibrio de energía en tiempo real y con él la necesidad de energía de balance. Para ello, se introduce los siguientes cambios en el PO3.2:

Se modifica el apartado 6.1.3 c) para incluir la programación de grupos térmicos en situaciones de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema en la Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En este mismo apartado 6.1.3 c) se especifica la obligación para los grupos térmicos adicionales que sean programados por falta de reserva a subir de ofrecer toda su reserva de potencia disponible en los mercados de balance, en los periodos de programación en los que se les haya generado un redespacho de energía a subir y tengan establecida una limitación por seguridad de programa mínimo.

En previsión de un incremento en el volumen de las restricciones y, en consecuencia, de la fase 2 (reequilibrio generación-demanda) del proceso de resolución de restricciones técnicas tras el PDBF, se elimina el apartado 6.2.1 b) para excluir la participación en esa fase de las importaciones de energía a través de interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio del proceso de reequilibrio generación-demanda.

Se elimina el apartado 6.5 de tal forma que la solución de las restricciones técnicas del PDBF sea siempre completa.

En cuanto al procedimiento de operación 7.2 (regulación secundaria), la obligación de seguimiento del programa de tiempo real (PTR) por los proveedores habilitados en el servicio de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR), que recoge el Anexo II, se extiende a todos los periodos de programación, independientemente de si el proveedor está participando activamente en el servicio. Se compatibiliza este cambio con el cálculo del desvío especificando que la liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.

3. UNA VALORACIÓN CRÍTICA DEL PROCESO REGULATORIO *IN FIERI*

Una respuesta regulatoria definitiva y completa al cero neto del pasado 28 de abril de 2025, que sea, al mismo tiempo, eficiente y proporcionada, requiere que se determinen previamente las causas que lo originaron. Mientras tanto, se están tratando de poner en marcha aquellas reformas que puedan contribuir mejor a reforzar la seguridad del sistema y evitar que aquello pueda repetirse de nuevo. Las competencias regulatorias se dividen, básicamente, entre el Gobierno y la CNMC, lo cual no facilita siempre una acción suficientemente coordinada y eficiente. Son reformas que afectan a las obligaciones sobre la tensión, de cada uno de los agentes del sector.

Oímos por doquier que el sistema eléctrico debe ser resiliente. Existe una acepción de la resiliencia procedente de la física mecánica, que se refiere a los materiales elásticos. Se trata de una propiedad física de determinados materiales, próxima a la elasticidad, consistente en que, tras haber sido sometido a presión, el material resiliente vuelve a su forma y

posición originales. En otras palabras, la resiliencia no es ausencia de anomalías, sino la capacidad para superarlas. Existe otra definición de resiliencia procedente de la biología, que lo relaciona con los sistemas complejos, como el eléctrico: un sistema complejo responde a una perturbación, como el control de la tensión. Desde esta concepción se relacionaría más con la capacidad de amortiguar (“tamponar”) una perturbación, resistir el impacto manteniendo estructura, dinámica y función, para retornar a la situación estacionaria, después que cese la perturbación. Todo sistema tiene, como mínimo, dos estadios de equilibrio: el cero -muerte térmica en organismos vivos- y el estacionario -donde mantiene su función-. La resiliencia sería la capacidad del equilibrio estacionario para resistir la perturbación para no llegar al cero²².

La respuesta inmediata fue más operativa que regulatoria, pues consistió en una gestión del sistema, por parte del operador del sistema, centrada casi exclusivamente en la seguridad, la llamada gestión reforzada. No fue fruto de una nueva regulación que la permitiese y/o impusiese sino, un tanto, al contrario: una necesidad casi física de operar de modo seguro (a modo de un método de prueba/error) empujó posteriormente a modificar la regulación jurídica, para darle cabida y respaldo, bien que no íntegramente. Se han actualizado algunos procedimientos técnicos y normativos, como los relacionados con la programación de restricciones técnicas.

Desde los meses transcurridos desde el cero neto, el Gobierno y la CNMC han venido aprobando algunos cambios regulatorios, por la vía de urgencia. Algunas reformas aprobadas por la CNMC de determinados procedimientos de operación del sistema eléctrico tuvieron vigencia temporal y fueron sucesivamente prorrogadas. Esos cambios han perseguido reforzar la operación del sistema eléctrico, en relación con el control de tensiones y la operación de la red, de forma que el operador del sistema tenga más herramientas para responder ante oscilaciones bruscas de tensión, un factor desencadenante de apagones. Quizás debería mejorarse en el futuro la supervisión (técnica y económica) de ese refuerzo operativo. Se ha modificado la velocidad de variación de la tensión, así como los mecanismos de respuesta rápida a contingencias. Otras reformas acometidas se refieren a las obligaciones de los agentes del sistema, para asegurar que se cumplen las responsabilidades de control de tensión y la respuesta ante sus alteraciones. Esto incluye inspecciones más frecuentes y exigentes a las empresas que generan electricidad.

Entre otras propuestas que se han puesto estos meses sobre la mesa está la evaluación de la capacidad de acceso de los nudos de transporte con base en un criterio dinámico (no estático, como hasta la fecha). Este criterio es mucho más restrictivo y puede, en la práctica, implicar

²² Véase, ampliamente, la tesis doctoral del Dr. Ingeniero D. Josep María Salas i Prat, *Complexitat tècnica i socioeconòmica de la transició de model energètic. Una aproximació biomimètica a les xarxes intel·ligents de transmissió d'energia i informació – “smart grid”*, en <https://tdx.cat/handle/10803/317387#page=1>

la reducción de la capacidad de los nudos de manera muy significativa (en más del 50%), lo que hace del recurso “capacidad de acceso” aún más escaso en un momento de mucha demanda para conectar. La manera técnica para contrarrestar este efecto práctico de pérdida de capacidad efectiva en los nudos sería que las grandes cargas conectadas a transporte y que se conectan a través de electrónica de potencia (Centros de Datos, hidrolizadores...) incorporen sistemas para los “huecos de tensión”, entre otros. Sin embargo, la incorporación de tales sistemas (a pesar de que la Circular de acceso a las redes eléctricas y las correspondientes especificaciones de detalle de transporte lo indican²³), debería pasar por una modificación del P.O. 12.2 (*instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio*²⁴).

Tales cambios regulatorios devinieron estables con la aprobación de Resolución de 19 de enero de 2026, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español²⁵. Esta Resolución no incluye las modificaciones que se pretendían del PO 7.4²⁶. Realmente, tales cambios no se han establecido como “permanentes”, sino revisables al cabo de un año. Es decir, esa Resolución no contiene la última palabra sobre los problemas que rodearon al cero neto, sino que la CNMC evaluará la eficacia de esa reforma y seguirá estudiando, con todas las partes implicadas, nuevas medidas que contribuyan a la seguridad del sistema eléctrico.

La regulación del sistema eléctrico es un sistema con muchos elementos (el sistema ó *todo* no puede ser entendido sin sus partes ni las partes sin el sistema ó *todo*). Una de ellas, de singular relevancia, es la retribución de la actividad de distribución, un tema que ha estado rodeado de mucha controversia. Me refiero al conflicto en torno a la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica²⁷; y a la Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la CNMC, por la que se modifica la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las

²³ Circular núm. 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica (BOE núm. 246, de 11 de octubre de 2024) y Resolución de 1 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad (BOE núm. 296, de 10 de diciembre de 2025).

²⁴ Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico (BOE núm. 51, de 1 de marzo de 2005)

²⁵ BOE núm. 28, de 20 de enero de 2026.

²⁶ Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) "Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte" (BOE núm. 67, de 18 de marzo de 2000).

²⁷ BOE núm. 314, de 30 de diciembre de 2025.

actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, y se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de transporte, operación del sistema y distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2026-2031²⁸.

Los fondos destinados a la distribución deberían orientarse, entre otras finalidades, a modernizar el control y la supervisión en tiempo real de las redes. Igualmente, deben servir a la digitalización de la infraestructura, para mejorar la capacidad de respuesta ante fallos o vibraciones del sistema eléctrico, al tiempo que facilita la integración de fuentes renovables sin poner en riesgo la estabilidad de la red. Esos fondos deben contribuir a mejorar el uso de la infraestructura actual, retrasando o evitando inversiones en nuevos activos.

Parte de la respuesta regulatoria ha ido dirigida a mejorar la regulación del almacenamiento de electricidad (solo ó hibridado con generación renovable), para facilitar su despliegue, ya que el almacenamiento es fuente de flexibilidad y, por ende, de seguridad. Sigue pendiente, no obstante, los accesos flexibles. Otras medidas han ido dirigidas a fomentar que las instalaciones de generación renovable aporten servicios de control de tensión a la red, de manera que se satisfagan simultáneamente la transición energética y la estabilidad operativa del sistema eléctrico.

Todo sistema jurídico debe descansar en los principios de seguridad del suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental. Esos tres principios se equilibran y, en función de las circunstancias, puede acentuarse uno y otro y sus exigencias. De alguna manera, podríamos decir que se debe maximizar la eficiencia y la sostenibilidad, en beneficio de los consumidores, pero sin poner en riesgo la seguridad (que incluye la seguridad de cada cliente, es decir, que la energía sea asequible). La “seguridad”, en el contexto del trilema energético hace referencia, efectivamente, a la “seguridad de suministro”. Pero el cero neto ha hecho entender otra dimensión de la seguridad, la Seguridad con mayúsculas, a nivel país, lo que tiene profundas consecuencias políticas y regulatorias (como en Europa ha pasado con el gas natural). La seguridad se rige así en un límite a los otros dos principios. Sin embargo, la seguridad no debe convertirse en un obstáculo, ni en una excusa, para la transición. Debe hacerse una transición segura.

Lo anterior no es un juego de palabras, pues los tres principios del Derecho de la energía están en juego en las soluciones que se están arbitrando, para evitar un nuevo y futuro apagón. Así, el punto principal de los debates entre el operador del sistema y la CNMC es que, a juicio del regulador y de algunos otros agentes del sistema, algunas de las medidas propuestas por el operador del sistema son muy costosas y/o presentan dificultades técnicas que harían

²⁸ BOE núm. 314, de 30 de diciembre de 2025.

peligrar algunas instalaciones de generación. De alguna manera, el debate podría simplificarse en los siguientes términos: la garantía de la seguridad no debe hacerse con el sacrificio completo de la eficiencia económica, es decir, del mercado con modo óptimo de asignación eficiente de los recursos. Lógicamente, las discusiones no están planteadas en términos tan radicales, pero sí son las premisas subyacentes. Las soluciones regulatorias, siempre *in fieri*, deben diseñarse para posibilitar la transición hacia un sistema descarbonizado, pero que sea tan seguro como un sistema integrado basado en generación térmica. Esa finalidad exige una mejor “gobernanza”. El suministro de electricidad y los servicios eléctricos a él asociados deben estar abiertos a la competencia. Este va a ser un debate de los próximos meses: ¿Más mercado para los servicios de balance o ajuste o, por el contrario, volver a los costes regulados? Los operadores deben seguir teniendo señales para hacer inversiones eficientes. La seguridad no debe ser tampoco un obstáculo para la eficiencia asignativa de los mercados. Las energías renovables satisfacen las exigencias de los tres principios, pues aportan seguridad (*soberanía* energética), eficiencia y sostenibilidad. Las renovables no son un problema, sino el componente de una buena solución, pero es imprescindible que las redes se acomoden a las fuentes renovables de energía, pues está diseñadas y operadas para una arquitectura centralizada y con fuentes termoeléctricas.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Meilán Gil, J.L., La distinción entre norma y acto administrativo, Escuela Nacional de Administración Pública, Alcalá de Henares 1967 y Meilán Gil, J.L., y García Pérez, M., Norma y acto administrativos, ed. Iustel, Madrid 2018.
- Salas i Prat, J. M., Complexitat tècnica i socioeconòmica de la transició de model energètic. Una aproximació biomimètica a les xarxes intel·ligents de transmissió d’energia i informació – “smart grid”, en <https://tdx.cat/handle/10803/317387#page=1>
- Urbener: La CNMC da luz verde a la operación reforzada”: alivio para las comercializadoras, sobrecoste para los consumidores, 29 de octubre de 2025, en <https://share.google/6mR5cDAXRhPjN4H6n>

ANEXO 1. CRONOLOGÍA SOBRE CONTROL DE LA TENSIÓN Y PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULATORIO DE CONTROL DE TENSIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

- A) Normativa para generación síncrona (térmica e hidráulica): en el 2000 era la generación síncrona la que proveía este servicio;
- B) Normativa para generación asíncrona (solar o eólica): en el año 2014 sólo tenían la obligación de mantener su generación o consumo de energía reactiva (en el caso de la demanda) dentro unos límites;
- C) En junio de 2020, la CNMC solicita al OS las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia;

D) En julio de 2001 hay una propuesta de PO 7.4. por parte del Operador del Sistema;

El proyecto que se inicia en julio de 2022 pretende poner a prueba un cambio en el tratamiento regulatorio del papel de la demanda en el servicio de no frecuencia de control de tensión, a través de la adaptación de los incentivos de peajes a las necesidades del sistema. La ejecución del proyecto afecta a la liquidación de los procesos de operación del sistema y de los peajes de acceso (se trata de aspectos regulados por la CNMC a través de las circulares y los procedimientos de operación del sistema, de acuerdo con la Ley 3/2013, la Circular 3/2019, la Circular 3/2020 y las Condiciones y Procedimientos de Operación que la desarrollan). Esta es la cronología de su desarrollo:

- a) Resolución de 28 de julio de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión²⁹;
Para la CNMC, este proyecto demostró que las renovables pueden prestar el servicio de forma dinámica de manera eficiente. Concretamente, la capacidad reactiva adicional de la generación renovable, especialmente a producciones de baja potencia activa.
- b) Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la CNMC, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español. Esta resolución no desarrolla los POs;
- c) Resolución de 2 de noviembre de 2023 de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó por Resolución las Condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión de la demanda eléctrica: arrancó el 1 de febrero de 2024 hasta el 31 de enero de 2025³⁰;
Este segundo proyecto demostró la capacidad de la respuesta de la demanda a la introducción de incentivos económicos;
(Resolución de 6 de marzo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican procedimientos de operación eléctricos para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación³¹);
- d) Resolución de 21 de enero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se autoriza una prórroga del proyecto de demostración

²⁹ BOE núm. 189, de 8 de agosto de 2022.

³⁰ BOE núm. 271, de 13 de noviembre de 2023.

³¹ BOE 76, de 27 de marzo de 2024.

regulatorio de control de tensión de la demanda eléctrica (lo prorroga hasta el 31 de enero de 2026)³²;

- e) (Propuesta de) Resolución por la que se autoriza una segunda prórroga del proyecto de demostración regulatorio de control de tensión de la demanda eléctrica, en consulta pública desde el 19 de diciembre de 2025 hasta el 14 de enero de 2026: *En su escrito de solicitud, el OS pone de manifiesto que el proyecto está cumpliendo su objetivo de inducir un cambio en el comportamiento de los consumidores en relación con la inyección y el consumo de energía reactiva. En concreto, los consumidores participantes en el proyecto han adoptado un comportamiento inductivo, reduciendo la generación de reactiva en el punto frontera y pasando a consumir potencia reactiva. Considera el OS que este cambio resulta beneficioso para el control de tensión del sistema, al tender a bajar los valores medios de la tensión. 49 consumidores participan actualmente en el proyecto, 14 conectados a la Red de Transporte y 35 a la Red de Distribución, aportando en conjunto una capacidad reactiva de 783 Mvar -voltiamperio reactivo- (una reactancia en la red de transporte equivale a 150 Mvar).*

La CNMC autoriza una segunda prórroga de doce meses a partir del 1 de febrero de 2026.

³² BOE núm. 26, de 30 de enero de 2025.