

# **INFORME DE RECOMENDACIONES Y MEDIDAS PROPUESTAS A RAÍZ DEL INCIDENTE ELÉCTRICO DEL 28 DE ABRIL DE 2025**

[PRO/CNMC/001/26](#)

18 de marzo de 2026

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....</b>	<b>4</b>
<b>2. CONTEXTO: DIAGNÓSTICO ESTRUCTURAL DEL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>6</b>
<b>2.1. UNA NUEVA REALIDAD FÍSICA: DESCARBONIZACIÓN Y ELECTRIFICACIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2. MERCADO ORGANIZADO EUROPEO EN TRANSFORMACIÓN PERMANENTE.....</b>	<b>7</b>
<b>2.3. RETOS TÉCNICOS Y DE COORDINACIÓN OPERATIVA.....</b>	<b>8</b>
<b>2.4. DESARROLLO NORMATIVO EN ESPAÑA. HACIA UNA REGULACIÓN MÁS DINÁMICA.....</b>	<b>8</b>
<b>3. LÍNEAS DE MEJORA ELÉCTRICA Y MEDIDAS DETALLADAS .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. ADAPTACIÓN TÉCNICA Y NORMATIVA A UN SISTEMA DOMINADO POR LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA.....</b>	<b>11</b>
3.1.1. MEJORA DE LA RESPUESTA ANTE VARIACIONES DE TENSIÓN .....	11
3.1.2. OSCILACIONES DEL SISTEMA .....	22
3.1.3. INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN (ICE).....	25
3.1.4. LÍMITES DE TENSIÓN Y ARMONIZACIÓN CON LA NORMATIVA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	30
3.1.5. DESLASTRES.....	36
<b>3.2. OBSERVABILIDAD DE LA RED Y COORDINACIÓN TSO-DSO.....</b>	<b>37</b>
3.2.1. OBSERVABILIDAD DE LA RED.....	37
3.2.2. COORDINAR LA ACTUACIÓN ENTRE GESTORES DE RED.....	39
3.2.3. OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN PARA LOS TITULARES DE INSTALACIONES: REGISTROS .....	40
<b>3.3. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO.....</b>	<b>41</b>
<b>3.4. MEDIDAS EN EL ÁMBITO EUROPEO.....</b>	<b>43</b>
3.4.1. GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES .....	43
3.4.2. MERCADO EUROPEO: COORDINACIÓN Y HORARIOS.....	45
3.4.3. SEGUIMIENTO TÉCNICO DE LAS REDES EUROPEAS: OSCILACIONES .....	46
3.4.4. IMPLANTACIÓN DE NUEVAS HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS .....	46
<b>3.5. SUPERVISIÓN, TRANSPARENCIA Y COMUNICACIÓN .....</b>	<b>47</b>
<b>4. MEDIDAS: PLAN DE ACTUACIÓN ELÉCTRICO .....</b>	<b>49</b>
<b>4.1. ACTUACIONES INMEDIATAS .....</b>	<b>49</b>
<b>4.2. MEDIDAS DE CORTO, MEDIO Y LARGO PLAZO .....</b>	<b>50</b>
<b>4.3. MEDIDAS DE COORDINACIÓN INSTITUCIONAL. REGULACIÓN DINÁMICA .....</b>	<b>52</b>
<b>5. OTROS SECTORES DISTINTOS AL ELÉCTRICO .....</b>	<b>53</b>

<b>5.1. SECTOR GASISTA .....</b>	<b>53</b>
<b>5.2. SECTOR CARBURANTES .....</b>	<b>53</b>
<b>5.3 SECTOR TELECOMUNICACIONES Y AUDIOVISUAL .....</b>	<b>55</b>
<b>5.3.1. PROYECTO DE REAL DECRETO SOBRE RESILIENCIA DE LAS REDES.....</b>	<b>56</b>
<b>5.3.2. SISTEMA DE ALERTA AUTOMÁTICA DE SEGURIDAD DE DAB+.....</b>	<b>59</b>
<b>5.4. RESUMEN DE LAS RECOMENDACIONES .....</b>	<b>61</b>
<b>5.5. SECTOR FERROVIARIO .....</b>	<b>61</b>
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO: Coordinación para ejecutar el Plan de actuación previsto en este informe.....</b>	<b>69</b>

# INFORME DE RECOMENDACIONES Y MEDIDAS PROPUESTAS A RAÍZ DEL INCIDENTE ELÉCTRICO DEL 28 DE ABRIL DE 2025

## 1. OBJETO Y ANTECEDENTES

El presente informe tiene por objeto:

- a. Poner de manifiesto dinámicas y ámbitos de mejora del sistema eléctrico, y su entorno, a la vista de las actuaciones de investigación y supervisión que la CNMC ha llevado a cabo a raíz del incidente eléctrico del 28 de abril de 2025, tomando como punto de partida los informes y actuaciones que ya se han realizado desde entonces.
- b. Proponer una hoja de actuación integral para mejorar la operatividad y resiliencia del sistema eléctrico español, en el corto, medio y largo plazo, teniendo en cuenta la evolución que experimentará la generación eléctrica, la demanda, el almacenamiento, las redes y los mercados energéticos.
- c. Identificar y proponer medidas en otros sectores diferentes al eléctrico, para paliar los problemas que la falta de fluido eléctrico puede ocasionar.

El incidente que se produjo en el sistema eléctrico peninsular español el 28 de abril de 2025 está dando lugar a numerosos análisis, informes y planes de actuación por parte de todos los agentes implicados, al objeto de identificar los principales factores que influyeron y comprender las circunstancias que resultaron determinantes para llevar al sistema al cero eléctrico y que guardan relación con oportunidades de mejora del sistema eléctrico actual.

La CNMC abrió un expediente informativo y solicitó numerosa información en los días y meses siguientes al incidente, a todo tipo de agentes del sistema, realizando los análisis oportunos.

Adicionalmente, el 29 de julio de 2025 la CNMC aprobó el “Informe sobre la consulta planteada al amparo del artículo 17 del Reglamento 2019/941, del Parlamento Europeo y del Consejo”, en respuesta a la solicitud formulada por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre el documento denominado “*Evaluación expost de la crisis de electricidad ocurrida el 28 de abril de 2025*” que recoge en esencia las conclusiones del Informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025 (Informe del

Comité)<sup>1</sup>, elaborado para dar cumplimiento al artículo 17 del Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, y al artículo 6.5 del Plan de preparación frente a los riesgos en el sector eléctrico en España.

La información recabada a través de peticiones específicas, los análisis efectuados y las reuniones mantenidas con los principales agentes del sector, tanto bilaterales como en grupos de trabajo, han permitido profundizar en el diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico y en las medidas necesarias para afrontarla.

Sobre esta base, y a partir del trabajo desarrollado por la CNMC en los últimos meses, y sin perjuicio de señalar que el sistema eléctrico disponía en el momento del incidente de herramientas normativas y regulatorias, así como mecanismos para garantizar el suministro, se elabora el presente documento, en el que la Comisión presenta sus recomendaciones para avanzar hacia un sistema eléctrico más resiliente y robusto en el futuro.

Por otra parte, el Informe del Comité referido anteriormente, en particular su descripción y análisis, pone de manifiesto los eventos que desencadenaron el cero eléctrico, sin que resulte necesario volver a realizar en este informe una descripción pormenorizada y secuencial similar de los problemas detectados, los cuales van a ir reflejándose en este informe, junto con las recomendaciones que se establecen para lograr un sistema más robusto.

Finalmente, cabe señalar que el alcance de estos trabajos está estrechamente relacionado con el mandato al operador del sistema incluido en el Real Decreto 997/2025<sup>2</sup>, para presentar a la CNMC y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) los resultados de un proceso de análisis y revisión, que pueda concluir con una propuesta de modificaciones normativas, sobre determinados aspectos de la operación del sistema como los sistemas de estabilización, la respuesta a la velocidad de variación de la tensión, los requisitos de inyección de potencia para reforzar la estabilidad, la revisión de los servicios de ajuste y programación de restricciones técnicas, la coordinación entre planes de redes de transporte y distribución, los requisitos mínimos necesarios de monitorización para el análisis de incidentes y el procedimiento de remisión de información tras estos incidentes.

---

<sup>1</sup> <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf>

<sup>2</sup> Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico

**El presente informe contiene las propuestas regulatorias de la CNMC desde una perspectiva consultiva, de conformidad con el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y se emite sin perjuicio del resto de actuaciones que resulten procedentes en el marco de la investigación abierta sobre el incidente.**

## **2. CONTEXTO: DIAGNÓSTICO ESTRUCTURAL DEL SECTOR ELÉCTRICO**

### **2.1. UNA NUEVA REALIDAD FÍSICA: DESCARBONIZACIÓN Y ELECTRIFICACIÓN**

El sector eléctrico peninsular, sus características técnicas y su marco normativo permanecieron estables durante muchos años. El sector se caracterizaba por una elevada proporción de grandes grupos de generación síncrona, capaces de aportar inercia, potencia de cortocircuito y servicios de regulación de manera natural. Un sistema dominado por grandes grupos térmicos e hidroeléctricos conectados directamente a la red de transporte, en escenarios en los que se asumía que las variaciones de carga y la respuesta del sistema se producían en un entorno relativamente estable. La gestión de la tensión se realizaba en un sistema, donde las fluctuaciones eran limitadas y las tensiones permanecían dentro de rangos predecibles.

El parque generador ha experimentado desde entonces una transformación estructural, con una creciente penetración de generación distribuida e inversores electrónicos, conectada a través de infraestructuras de conexión compartida, en todos los niveles de tensión, lo que presenta una realidad mucho más compleja. La importante oferta de energía, sobre todo en las horas centrales del día, supone mayor complejidad también para la operación óptima del sistema y un reto, desde el punto de vista económico, para el conjunto de agentes del sistema.

A todo esto, hay que añadir el elevado interés de los promotores por instalar sus plantas renovables en España, lo que ha inducido la necesidad, entre otras, de desarrollos normativos recurrentes relacionados con el acceso de la generación a las redes.

La electrificación de la demanda energética, sin embargo, ha avanzado de forma más lenta, de la misma forma que ocurre con el desarrollo de herramientas de flexibilidad para hacer frente a la intermitencia de las fuentes renovables, o al desarrollo de las redes en sentido amplio: nuevas redes físicas, pero sobre todo adaptación de las existentes para poder operar en el nuevo contexto.

Es especialmente relevante la problemática en torno a la existencia de nueva demanda y almacenamiento del sistema. Un sistema con mayor demanda hubiese contribuido a líneas cargadas y una mayor estabilidad de las tensiones, especialmente en las horas centrales del día coincidiendo con el mayor recurso fotovoltaico. El problema de cómo, a quién y por cuánto tiempo se asigna un acceso, y en qué condiciones se pierde, es uno de los temas de mayor actualidad. Para ello, la CNMC ha estado trabajando en el ámbito de sus competencias en medidas regulatorias y de transparencia (mapas de capacidad, acceso flexible, entre otros).<sup>3</sup>

## **2.2. MERCADO ORGANIZADO EUROPEO EN TRANSFORMACIÓN PERMANENTE**

La normativa europea, reglamentos y códigos de red han evolucionado de forma muy significativa, requiriendo en los últimos años una continua adaptación de las normas nacionales a las normativas europeas, de diversa índole, tanto las que se refieren a las reglas del mercado eléctrico (mercados económicos), como a los mercados de balance y ajuste del operador del sistema.

Su objetivo ha sido una mayor integración en un gran mercado eléctrico único europeo, buscando no solo mercados competitivos para la oferta y la demanda de energía, sino que los distintos tipos de servicios que necesitan los operadores del sistema se provean cada vez de forma más cercana al tiempo real.

Esto unido a lo señalado en el apartado anterior ha estado añadiendo mayor dificultad a todos los procesos del sistema, quitando quizá protagonismo a la operatividad física del sistema o incluso avanzando sin la suficiente coordinación entre procesos.

Mientras las reglas de mercado se han vuelto más complejas y se han sincronizado los distintos mercados europeos, desapareciendo las especificidades nacionales, las limitaciones físicas y en particular, la interconexión con Francia, han seguido sin desarrollarse, manteniendo a la península ibérica en un “extremo” del mercado, sin una interconexión física suficiente.

---

<sup>3</sup> <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/permisos-acceso-flexibles-demanda-red-distribucion>

## **2.3. RETOS TÉCNICOS Y DE COORDINACIÓN OPERATIVA**

En este sistema eléctrico caracterizado por una creciente complejidad estructural y una rápida evolución de sus patrones de operación, la falta de sincronización entre actuaciones puede derivar en respuestas desalineadas con las necesidades reales del sistema.

Existe un creciente consenso en que resulta imprescindible establecer mecanismos estables de seguimiento conjunto entre el operador del sistema y los operadores de la red de distribución que permitan monitorizar de forma continua la evolución y disponibilidad de recursos, la aparición de interacciones sistémicas complejas derivadas de la generación distribuida, la electrificación y las necesidades de flexibilidad. Para ello, se requeriría de mayor intercambio de información y un mayor nivel de transparencia operativa hacia la generación y la demanda. La existencia de estos mecanismos facilitaría la identificación temprana de patrones persistentes de congestión o degradaciones en márgenes de seguridad, permitiendo anticipar actuaciones técnicas u operativas o considerar posibles ajustes normativos.

Resulta fundamental el trabajo conjunto de todos los sujetos, proponiendo soluciones técnicamente sólidas y proporcionadas, acordadas, aplicables en plazos realistas que aseguren además la compatibilidad entre el diseño de los mercados competitivos y la seguridad del sistema.

Por tanto, es muy relevante que los operadores del sistema y los operadores del mercado en Europa lleguen a mayores niveles de consenso en las propuestas y en coordinación temprana, asegurando que el desarrollo de mercados competitivos no va en detrimento de la seguridad de la operación resiliente.

Por otro lado, para afrontar situaciones de operación excepcional es preciso una coherencia temporal, geográfica y funcional en las decisiones de los distintos gestores de red. Una mayor coordinación operativa entre TSO y DSOs permitiría reforzar la capacidad de anticipación y mejorar la eficacia de las actuaciones en tiempo real.

## **2.4. DESARROLLO NORMATIVO EN ESPAÑA. HACIA UNA REGULACIÓN MÁS DINÁMICA.**

En los últimos años se ha ido acumulando un conjunto de factores relevantes. Por un lado, la necesidad constante de introducir modificaciones regulatorias, derivadas tanto de los retos estructurales ya señalados como, de manera muy particular, de la integración en el mercado energético europeo. La construcción

de este mercado europeo está acompañada de calendarios extremadamente estrictos, lo que obliga a adaptar la normativa nacional en plazos muy reducidos y a desarrollar sistemas que los sustenten, al mismo tiempo que incrementa las necesidades de supervisión.

En otro orden de cosas, cabría reflexionar sobre la necesidad de coordinar múltiples niveles y organismos. Las cuestiones analizadas en el presente informe ponen de manifiesto que en la regulación, supervisión y aplicación concurren múltiples administraciones y entidades con competencias y funciones —entre otros, el MITERD, la CNMC, el operador del sistema y, en determinados ámbitos, el Ministerio de Industria— lo que refuerza la necesidad de mejorar los mecanismos de coordinación institucional. Asimismo, se aprecian materias en las que la atribución competencial para su modificación y actualización no se encuentra claramente definida.

Esta diversidad competencial exige asegurar una actuación coherente, eficaz y alineada. En este contexto, podría valorarse la constitución de un grupo de trabajo interadministrativo, con periodicidad semestral o anual, que permita identificar anticipadamente las cuestiones prioritarias de cada periodo, definir una hoja de ruta compartida y delimitar con claridad las actuaciones de cada organismo.

El actual contexto de cambio constante exige una revisión del modelo normativo vigente en algunos aspectos. Una regulación excesivamente detallada puede limitar la capacidad de actuación de los operadores, retrasar las necesarias adaptaciones e incluso convertirse en un pretexto para no cumplir plenamente las obligaciones previstas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

Además, la regulación en determinados ámbitos tiene que ser lo suficientemente versátil para permitir una rápida implementación de cuestiones muy técnicas que pudieran afectar a la garantía de suministro y al correcto funcionamiento de los mercados. Es preciso alinear los calendarios regulatorios europeos y nacionales con las verdaderas necesidades operativas identificadas por los operadores de las redes de transporte y distribución (TSO y DSOs).

En este sentido, cabe decir que desde que la CNMC asumió la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados<sup>4</sup> en enero de 2019 se ha

---

<sup>4</sup> Con la aprobación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, se produjo el traspaso de competencias en el ámbito, entre otros, de los mercados organizados de electricidad.

llevado a cabo una revisión y actualización permanente de la normativa que regula el funcionamiento del mercado de producción con el objetivo de adecuarla de forma progresiva a la transformación del sistema eléctrico, a su realidad física y a las exigencias derivadas del marco normativo europeo.

En el desarrollo de esas competencias se aprobó la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Los procedimientos de operación han sido objeto de múltiples modificaciones sucesivas, que reflejan una actuación regulatoria dinámica, técnica y continuada, orientada a integrar nuevos servicios, nuevas tecnologías y nuevos sujetos, así como a reforzar la seguridad y la robustez del sistema. Entre 2019 y 2026 la CNMC ha actualizado todos los procedimientos de operación en el ámbito de su competencia excepto el P.O. 7.1,<sup>5</sup> adaptándolos a la evolución del sistema eléctrico, a la creciente complejidad técnica de su operación y a las exigencias derivadas del marco normativo europeo<sup>6</sup>. Sin embargo, la experiencia acumulada en los últimos años evidencia que, incluso con este esfuerzo sostenido de revisión y actualización, el ritmo de transformación del sistema eléctrico y la velocidad a la que emergen nuevos retos operativos hacen cada vez más difícil que los desarrollos normativos lleguen con la antelación deseable.

Esta situación sugiere que el debate ya no debe centrarse únicamente en la actualización puntual de los procedimientos de operación, que se ha producido de forma continuada, sino en la conveniencia de reflexionar sobre el modelo de elaboración, coordinación y aprobación de la regulación técnica de detalle con la adecuada dotación de recursos humanos y materiales.

Cabría valorar alternativas que permitan alinear de manera más eficaz los tiempos regulatorios con los tiempos físicos y operativos del sistema eléctrico. Para ello, el sistema deberá avanzar hacia una regulación más dinámica.

En paralelo es necesario valorar la atribución plena a la CNMC de las competencias necesarias para poder regular de forma completa aquellos aspectos que, según la normativa europea, son competencia de las autoridades

---

<sup>5</sup> P.O.7.1 Servicio complementario de regulación primaria.

<sup>6</sup> <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia/informes-energia-regulacion-sobre-mercados-y-operacion-del-sistema>

reguladoras<sup>7</sup>, con el objetivo también de agilizar la tramitación, reforzando la coherencia, consistencia y alineación del conjunto de la regulación.

Por otra parte, el regulador independiente debe tener autonomía en la organización de su trabajo en el corto y en el medio plazo y no puede estar sometido en continuo al establecimiento de mandatos de gran nivel de detalle y periodicidad tasada que interfieren con su plan de actuación.

El objetivo último debe ser garantizar que la regulación técnica no solo se actualiza con la necesaria frecuencia, sino que llega a tiempo y con la capacidad suficiente para acompañar de forma eficaz la rápida evolución del sistema eléctrico, preservando en todo momento la seguridad de suministro.

### **3. LÍNEAS DE MEJORA ELÉCTRICA Y MEDIDAS DETALLADAS**

#### **3.1. ADAPTACIÓN TÉCNICA Y NORMATIVA A UN SISTEMA DOMINADO POR LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA**

Con la experiencia adquirida tras el incidente, resulta necesario trabajar en una mejor adaptación técnica y normativa a la realidad actual del sistema eléctrico. Esta actualización debe impulsar la incorporación de todas las capacidades técnicas para afrontar los retos del sector, de todas las tecnologías y las redes, sin perder de vista que la regulación ha de integrar las capacidades de los nuevos entrantes con las de las instalaciones ya operativas, garantizando una aplicación realista, gradual, eficaz y adaptativa según existan nuevos desarrollos tecnológicos.

Las recomendaciones y medidas referidas a cada apartado se encuentran recuadradas.

##### **3.1.1. MEJORA DE LA RESPUESTA ANTE VARIACIONES DE TENSIÓN**

Una de las conclusiones del incidente es que el fenómeno de sobretensiones que se produjo el 28 de abril fue precedido de variaciones de tensión de gran amplitud en cortos espacios de tiempo, y que uno de los factores que contribuyó a este fenómeno, de acuerdo con el informe del Comité, fue que el sistema mostraba una insuficiencia de capacidades de control dinámico de tensión para mantener la tensión estable. También se destaca que la velocidad de los cambios de tensión en la red de transporte, y no tanto los valores absolutos alcanzados, tiene un impacto significativo sobre el conjunto del sistema eléctrico.

---

<sup>7</sup> En particular, la planificación de redes, el control de tensión y otros aspectos de la operación del sistema.

### 3.1.1.1. DIAGNÓSTICO, ORIGEN MULTIFACTORIAL DE LAS VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN Y NORMATIVA ACTUAL

A finales de septiembre de 2025 el operador del sistema informó a la CNMC de variaciones de tensión detectadas en el sistema peninsular, atribuibles a cambios bruscos de programación y potencialmente relevantes para la seguridad del suministro.

Así, en documentación remitida a esta Comisión, el operador del sistema expone que, aun estando las tensiones dentro de los márgenes permitidos, la aparición de variaciones rápidas podría ocasionar desconexiones simultáneas de generación o demanda, comprometiendo la estabilidad del sistema. El operador del sistema atribuía estas dinámicas a<sup>8</sup>:

*“– Crecimiento significativo de instalaciones conectadas mediante electrónica de potencia al sistema y elevada concentración en determinados puntos de este. Estas instalaciones pueden modificar su potencia en muy pocos segundos, prácticamente en «escalón».*

*– La participación activa de estas tecnologías en los diferentes segmentos del mercado de energía y de los servicios de ajuste de balance y restricciones, hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan variaciones de su producción cada vez mayores. Con mayor intensidad tras la introducción de la negociación cuarto-horaria en los mercados intradiario (marzo 2025) y diario (octubre 2025), que se suma a la mayor exigencia para el sistema que ha supuesto la conexión a las plataformas europeas de balance MARI (diciembre 2024) y PICASSO (junio 2025).*

*– Estas tecnologías no regulan tensión de manera continua en la actualidad, en tanto se implementa la modalidad de seguimiento de consignas prevista en el PO7.4 aprobado en junio de 2025.*

*– Se observa que una parte de las instalaciones síncronas conectadas que cuentan con control continuo de tensión no disponen de la rapidez de respuesta que el sistema precisa ante las dinámicas de variación de los parámetros que se están registrando en los últimos días.*

*– Al igual que se ha producido un incremento muy fuerte de las instalaciones de gran tamaño conectadas al sistema, se ha producido también un fuerte crecimiento de las instalaciones de pequeña potencia conectadas en tensiones*

---

<sup>8</sup> Comentarios aportados por el operador del sistema en el marco de la modificación de los procedimientos de operación antes las variaciones bruscas detectadas en septiembre de 2025 que dio lugar a la Resolución de 20 de octubre de 2025, de la CNMC, por la que se modifican temporalmente varios procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2025-21198>.

*bajas, buena parte de ellas asociadas al autoconsumo. El operador del sistema no tiene observabilidad de estas instalaciones, por lo que no puede anticipar su comportamiento.*

*– Además, el aumento del autoconsumo en distribución ha provocado que la demanda neta en transporte sea mucho menor cuando hay un elevado recurso solar. Esto hace que se descarguen las redes de transporte, llevando al sistema a un punto de funcionamiento donde variaciones de potencia activa tienen un impacto cada vez mayor en la variabilidad de las variables del sistema, la más importante, la tensión de la red. “*

Los distintos agentes han señalado además otras posibles causas de la volatilidad de las tensiones como los consumos perturbadores de gran potencia con variaciones rápidas de carga, el modo de operación de la red de transporte (abrir/cerrar líneas, conectar/desconectar reactancias, etc) o cambios bruscos en los programas de intercambio internacional, tanto en magnitud como en sentido (importación/exportación) lo que corrobora la dificultad del problema.

Por tanto, las variaciones bruscas de las tensiones comportarían consecuencias operativas y de seguridad: riesgo de desconexiones súbitas, debilitamiento de la estabilidad del sistema, necesidad de anticipar restricciones, mayor complejidad operativa, por lo que urge adaptar el sistema, el mercado y su normativa a un sistema más complejo y variable.

Asimismo, la variabilidad de la tensión dificulta el seguimiento de consignas emitidas por el operador del sistema y afecta negativamente al funcionamiento de los transformadores con cambiadores de tomas, que deben realizar maniobras continuas para mantener niveles adecuados de tensión, pudiendo en algunos casos quedar temporalmente con una relación de transformación contraria a la adecuada. El incremento de estas maniobras acelera el desgaste de los equipos, reduce su vida útil y puede comprometer su fiabilidad operativa.

Los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico con carácter general vienen definidos en el PO 1.1<sup>9</sup>.

El sistema eléctrico español contaba con recursos y obligaciones para el control de tensión en el momento del incidente. En particular, el PO 7.4 «Servicio de control de tensión»<sup>10</sup> y el artículo 7 del Real Decreto 413/2024 establecían las obligaciones y requisitos al transportista mediante la gestión de los elementos propios de la red de transporte (reactancias, condensadores, transformadores

---

<sup>9</sup> PO 1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-20053>

<sup>10</sup> 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".

con regulación, apertura o cierre de líneas, entre otros), a los gestores de las redes de distribución, a los generadores y a los consumidores conectados a la red de transporte.

En el momento del incidente, el servicio de control de tensión estaba siendo adaptado al nuevo entorno técnico (posibilidad de mayor número de instalaciones proporcionando un servicio en competencia) y al marco regulatorio europeo<sup>11</sup> previsto para el diseño los servicios de no frecuencia. Este proceso se había iniciado en julio de 2021 cuando, con esta finalidad de adaptación a la normativa europea, el operador del sistema realizó una propuesta de revisión del PO 7.4. Del análisis de esta propuesta se identificaron diversas cuestiones técnicas y normativas que debían analizarse con mayor profundidad<sup>12</sup>. Entre otras, la necesidad de diseñar el servicio basado en mecanismos de mercado o justificar su no eficiencia de acuerdo con el marco europeo, así como su encaje con el Real Decreto 413/2014<sup>13</sup>. Por esta razón, se lanzaron dos proyectos piloto de control de tensión, uno exclusivo para instalaciones de generación abierto a todas las tecnologías y otro específico para demanda (este último prorrogado y actualmente en curso), que contribuyeron a analizar, respectivamente, la viabilidad técnica, económica y competitiva de un servicio de control de tensión dinámico y basado en mercados zonales y el potencial de las instalaciones de demanda para proporcionar control de tensión.

Estos proyectos han permitido integrar en un único instrumento, a través de la revisión del PO 7.4 en junio de 2025, las obligaciones derivadas de varios marcos normativos previos aprobados en otros ámbitos competenciales para las diferentes tecnologías. En particular, se integraron las obligaciones de la generación RECORE, almacenamiento y tecnologías basadas en electrónica de potencia bajo el Real Decreto 413/2014<sup>14</sup> y la Orden TED/749/2020<sup>15</sup>, junto con las obligaciones aplicables a las instalaciones síncronas. Se mantuvieron las

---

<sup>11</sup> La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE y Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, establece que la autoridad reguladora puede autorizar la provisión de un servicio de no frecuencia no basado en un mecanismo de mercado solo cuando esta solución no sea económicamente eficiente.

<sup>12</sup> Memoria justificativa de la Resolución de la CNMC, de 8 de septiembre de 2022, 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: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4332126.pdf>

<sup>13</sup> La regulación sobre las obligaciones de factor de potencia fijo y la voluntariedad para participar en el servicio de control de tensión prevista para las instalaciones renovables, cogeneración y residuos está recogida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

<sup>14</sup> Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

<sup>15</sup> 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 conexión.

obligaciones sobre el factor de potencia para el RECORE previstas en el citado Real Decreto y las obligaciones al resto de instalaciones de posicionar su potencia reactiva en el lado correcto de generación o absorción de reactiva para mantener la tensión en los rangos admisibles.

El nuevo servicio de control de tensión supone un mejor aprovechamiento de la capacidad reactiva de las instalaciones en el control de tensión al integrar la capacidad técnica de todo el parque generador y promover que las instalaciones de generación no convencionales aporten control dinámico en el servicio voluntario de seguimiento mediante consignas en tiempo real o, en una fase posterior, a través de los mercados zonales de capacidad adicional.

Pero la evolución reciente del sistema, caracterizada por la aparición de variaciones más rápidas y abruptas de tensión, ha puesto de manifiesto la conveniencia de complementar este marco con nuevas herramientas y enfoques.

En lo que respecta a los recursos propios de la red de transporte para controlar la tensión, el Consejo de Ministros aprobó el 8 de julio de 2025 un listado de actuaciones específicas para el control de la tensión, la estabilidad ante oscilaciones y el refuerzo de la resiliencia del sistema eléctrico, que se incorporaron en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026. Entre las principales inversiones previstas está la instalación de compensadores síncronos y reactancias. Esta Comisión considera que la operación de estos dispositivos debe adaptarse a las necesidades actuales del sistema adecuándose a un contexto de variabilidad de las tensiones, una vez realizado el correspondiente análisis coste beneficio.

Es necesario reforzar el control de tensión del sistema mediante una modernización técnica y operativa que permita gestionar variaciones rápidas de tensión en un entorno más volátil: ampliando y ajustando los recursos de potencia reactiva, acelerando la implantación del nuevo servicio de control de tensión, adaptando la operación de los nuevos dispositivos de red, y complementando todo ello con herramientas adicionales que respondan a la creciente complejidad del sistema eléctrico.

### **3.1.1.2. MEDIDAS ADICIONALES IMPLEMENTADAS PARA MITIGAR LA VARIABILIDAD DE LA TENSIÓN**

Adicionalmente, el operador del sistema propuso en septiembre de 2025 modificaciones urgentes de varios procedimientos de operación para reducir las variaciones bruscas de tensión observadas en la red. Estas propuestas incluían:

- adelantar la gestión de restricciones por insuficiencia de reserva (para evitar tener que corregir elevados volúmenes de desbalances cercanos al tiempo real);

- imponer una mayor disciplina en el seguimiento de rampas para los proveedores de regulación secundaria (para evitar variaciones bruscas de potencia activa que conlleven variaciones de potencia reactiva);
- y endurecer los criterios de validación del servicio de control de tensión.

Durante el trámite de audiencia de estas propuestas, los agentes del sector expresaron preocupación por el impacto económico y operativo de las medidas, cuestionaron la proporcionalidad de algunas de ellas y señalaron dificultades técnicas para su cumplimiento, especialmente en lo relativo al control de tensión. También reclamaron una evaluación más exhaustiva de las causas de las variaciones de tensión. A la vista de lo cual, la CNMC decidió aprobar las modificaciones de ciertos procedimientos, con carácter temporal<sup>16</sup> y sometidos a seguimiento diario por parte del operador, y profundizar en el análisis de los cambios propuestos en el control de tensión.

#### **a. Limitaciones en las rampas de producción**

Una de las medidas implementadas para controlar la variabilidad de la tensión ha sido la imposición de rampas obligatorias en los cambios de programa para evitar variaciones bruscas de potencia que generen inestabilidad en la tensión

Inicialmente, el operador del sistema, facultado por la Orden TED/749/2020<sup>17</sup>, exigió rampas a las instalaciones RECORE a las que resulta de aplicación la citada Orden<sup>18</sup>, con el fin de evitar cambios en escalón. Posteriormente, ha

---

<sup>16</sup> El 20 de octubre de 2025, la CNMC modificó temporalmente varios procedimientos de operación del sistema eléctrico que Red Eléctrica de España (REE), el operador del sistema, había solicitado para reforzar la seguridad del suministro y reducir las variaciones bruscas de tensión (DCOOR/DE/008/25). Estas medidas fueron prorrogadas quincenalmente hasta el 19 de enero de 2026, dándoles finalmente un carácter temporal debiendo ser revisadas en un plazo máximo de 1 año. <https://boe.es/boe/dias/2025/10/21/pdfs/BOE-A-2025-21198.pdf>

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. [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2026-1377](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2026-1377)

<sup>17</sup> Artículo 5.9 del anexo de la Orden TED 749/2020.

Los módulos de generación de electricidad de tipo C o D tendrán la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada de la producción. En cualquier caso, siempre serán dentro del rango donde disponen de capacidad técnica de subida y bajada de la potencia de acuerdo a lo establecido en el apartado 1.6 de este anexo y considerando su tecnología y la disponibilidad del recurso primario en cada momento.

Dichas limitaciones a las rampas serán establecidas por el gestor de red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, en tiempo real obedeciendo a un porcentaje máximo de variación de la generación respecto a la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en un rango de 15 minutos

<sup>18</sup> De acuerdo con el apartado 5.9 del anexo de la Orden TED 749/2020, la posibilidad de limitar el valor de las rampas de producción aplica a los módulos de generación de electricidad de tipo C o D, siempre dentro del rango donde disponen de capacidad técnica de subida y bajada de la potencia y considerando su

extendido esta obligación a las instalaciones habilitadas en regulación secundaria, imponiéndoles el seguimiento del programa de tiempo real (PTR) con rampas preestablecidas, incluso fuera de la prestación activa del servicio, y finalmente haciendo obligatorio su cumplimiento en todos los periodos de programación. Estas medidas han ampliado significativamente el número de instalaciones sujetas a rampas<sup>19</sup>, contribuyendo a suavizar los cambios de potencia y a reducir la probabilidad de variaciones bruscas de tensión.

**b. Evitar cambios de programa de las instalaciones de generación cerca del tiempo real**

Además del establecimiento de rampas se han adoptado medidas para reforzar la firmeza de los programas tras el mercado diario, reduciendo el riesgo de que la falta de reservas o restricciones no resueltas generasen ajustes bruscos en tiempo real.

Adicionalmente, se han impuesto modificaciones en la operación del sistema para asegurar que la resolución de restricciones técnicas sea completa antes de la apertura de la negociación intradiaria, y que los envíos de desgloses, potencias hidráulicas y nominaciones se ajusten a plazos más eficientes, habilitando así mayor tiempo para el análisis de seguridad del sistema tras el mercado diario y mejorando la previsibilidad del sistema.

**c. Ampliación del rango admisible de tensión para la prestación del servicio de control de tensión**

En este escenario de variaciones bruscas de tensión, tras los trabajos mantenidos por el operador del sistema con el sector, el operador ha ampliado el margen del rango admisible de tensión establecido para la prestación básica del servicio de control de tensión<sup>20</sup>, que permitirá a los generadores responder con un control continuo proporcional en dicha franja.

Esta modificación ha sido abordada para evitar exigir cambios bruscos de aportación de reactiva a las máquinas que a su vez lleven a un envejecimiento

---

tecnología y la disponibilidad del recurso primario. Estas tipologías corresponden a instalaciones con punto de conexión inferior a 100 kV con potencia entre 50 MW y 75 MW (tipo C), e instalaciones con punto de conexión igual o superior a 100 kV o inferior a 100 kV con potencia superior a 75 MW (tipo D).

<sup>19</sup> Las instalaciones que han optado por habilitarse en el servicio de modalidad de consignas en tiempo real, obtienen entre otros beneficios, la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

<sup>20</sup> El rango admisible ha pasado a ser en la Red de 400 kV: de 400-405 a 390-410 kV y en la Red de 220 kV: de 220-225 a 218-228 kV.

prematureo del parque de generadores síncronos, dejando de aplicar los rangos que el operador del sistema había establecido en junio de 2025.

Es necesaria una supervisión de las herramientas de control de tensión dinámico implantadas, identificando las causas de las variaciones bruscas de tensión, reforzar el seguimiento y mejorar la transparencia para poder evaluar qué medidas operativas resultan eficaces, si se necesitan medidas adicionales de otra índole y cómo deben integrarse en el sistema eléctrico según éste evoluciona.

### 3.1.1.3. OTRAS MEDIDAS A ABORDAR SOBRE LA VARIACIÓN DE TENSIÓN

Desde la introducción de los cambios mencionados en el apartado anterior, se siguen manteniendo diversas reuniones con el sector y el operador del sistema para valorar las necesidades de adaptación de la normativa de control de tensión.

#### a. Evolución de la medida sobre rampas en los cambios de programa

La CNMC considera necesario sistematizar el seguimiento de los resultados obtenidos mediante la limitación de rampas y dar transparencia a dicha información, a fin de evaluar la conveniencia de mantener la medida y ampliar su aplicación a un mayor número de instalaciones.

Si los resultados obtenidos mediante la limitación de rampas son adecuados, cabría la posibilidad de plantearse, tras un análisis coste-beneficio, la extensión de la aplicación de las rampas al resto de instalaciones RECORE fuera del ámbito de aplicación de la Orden TED 749/2020. En este sentido cabe destacar que el Reglamento (UE) 2016/631 donde se definen los requisitos de conexión de los generadores permite esa posibilidad<sup>21</sup>. En España esta competencia es ejercida por el MITERD.

Otra de las cuestiones a analizar es la posibilidad de extender la aplicación de rampas a las instalaciones conectadas a redes de distribución. En este sentido debe tenerse en cuenta que, conforme al apartado 5.9 de la Orden

---

<sup>21</sup> Artículo 4 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red

Aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes

1. Los módulos de generación de electricidad existentes no estarán sujetos a los requisitos de este Reglamento, excepto en los casos siguientes:

[...]

b) una autoridad reguladora o, si procede, un Estado miembro deciden supeditar un módulo de generación de electricidad existente a todos o algunos de los requisitos del presente Reglamento, tras la propuesta del GRT pertinente en virtud de los apartados 3, 4 y 5.

TED/749/2020, las rampas deben ser fijadas por el gestor de la red correspondiente en coordinación con el operador del sistema. Sin embargo, los gestores de redes de distribución encuentran ciertos obstáculos operativos para ello (ver apartado 3.2. Observabilidad de la red). A corto plazo, esta limitación podría superarse mediante un acuerdo que permita que el operador de la red de transporte comunique directamente las consignas a las instalaciones conectadas en distribución, hasta que los distribuidores dispongan de las herramientas de control necesarias.

Otras cuestiones que se podrían analizar en mayor profundidad para mejorar la implementación de las rampas sería el tratamiento de las situaciones ligadas a la no disponibilidad del recurso primario o el tratamiento de desvíos en instalaciones con rampas limitadas que participen en servicios de ajuste.

Por último, conviene señalar que las medidas que se adopten deberían considerar su impacto en el mercado, de modo que sea posible equilibrar la necesaria seguridad de suministro con la menor distorsión posible en su funcionamiento.

#### **b. Valores aceptables de referencia para la variación de la tensión**

El análisis de la tensión no puede basarse solo en mantener las tensiones dentro de los límites de operación permitidos por la normativa, si existen fluctuaciones importantes. En este sentido, se podría definir qué se considera “volatilidad aceptable”, a partir de la cual sería necesario adoptar medidas adicionales. Esto implicaría utilizar métricas de voltaje más sofisticadas, como ratios que relacionen los cambios de tensión con el tiempo ( $\frac{dV}{dt}$ ).

En esta misma línea, en el documento de propuestas elaboradas por el operador del sistema a raíz del mandato del Real Decreto 997/2025, el operador afirma que es necesario regular adicionalmente a los valores máximos y mínimos de tensión, un criterio de seguridad asociado a la velocidad de variación de la tensión y definiendo valores de referencia para dicha variación y para ello propone incorporar en los procedimientos de operación (PO 1.1 y PO 1.4) un nuevo parámetro de control de la seguridad del sistema asociado a la variación de tensión, con seguimiento sistemático en un conjunto representativo de nudos y con umbrales cuantificados.

#### **c. Normativa de calidad de la onda**

La normativa de calidad de onda regula las características de la tensión eléctrica que deben mantenerse para garantizar el funcionamiento seguro, estable y compatible de cualquier instalación conectada a la red. Define fenómenos como el parpadeo, los armónicos, los desequilibrios y los huecos de tensión. Estos fenómenos afectan a la operación y a los equipos conectados y un nivel de distorsión de la onda por encima de determinados límites puede comprometerla calidad global de la red.

No obstante, sería deseable un mayor desarrollo de la normativa sobre calidad de onda. Existen previsiones en el artículo 21 del Real Decreto 1955/2000<sup>22</sup> para las redes de transporte y artículo 102 para las redes de distribución, que emplazan a un desarrollo posterior por parte del MITERD. En ausencia de normativa nacional, el operador del sistema exige unos niveles de calidad de producto a las instalaciones que se conectan a sus redes según lo regulado en la norma IEC/TR 61000<sup>23</sup>. La CNMC, consciente de la importancia de considerar criterios técnicos de calidad de la onda para valorar el acceso a la red, ha regulado con carácter transitorio en su *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* la necesidad de cumplimiento de los requisitos de calidad de onda expresados en el documento mencionado. El operador del sistema propone fijar límites de armónicos, parpadeo y desequilibrio en todas las instalaciones conectadas a la red de transporte, y poder así garantizar la calidad de onda. Si una instalación incumple estos límites y pone en riesgo la seguridad, el operador podrá reducir su potencia, limitar su energía intercambiada o desconectarla sin que ello dé derecho a indemnización. En línea con esto, el MITERD ha abierto recientemente a audiencia e información pública el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones que se conecten a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y en él se definen requisitos relativos a la calidad del producto.

La CNMC comparte con el operador del sistema y con el MITERD la necesidad de aprobar la normativa de calidad de producto y regular cómo se debe proceder en caso de incumplimiento, teniendo en cuenta la tipología de las instalaciones y los avances técnicos disponibles.

#### **d. Ámbito de regulación del protocolo de control de tensión**

- Valoración del cumplimiento de la prestación del servicio

La metodología de validación del cumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión a partir de un muestreo cada 5 minutos resulta acertada para tensiones relativamente estables, pero si la tensión sufre fluctuaciones en espacios de tiempo más cortos, es probable que la generación

---

<sup>22</sup> Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

<sup>23</sup> [https://www.ree.es/sites/default/files/12\\_CLIENTES/Documentos/Instalaciones\\_conectadas\\_a\\_la\\_red\\_de\\_transporte\\_Requisitos\\_minimos\\_dise%C3%B1o\\_equipamiento\\_Ed4.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Instalaciones_conectadas_a_la_red_de_transporte_Requisitos_minimos_dise%C3%B1o_equipamiento_Ed4.pdf)

o absorción de potencia reactiva registrada en el instante concreto de la muestra no refleje adecuadamente la necesidad real del sistema en ese mismo momento.

Parece necesario que se aumente la frecuencia de las muestras y se dote el esquema de validación de mayor flexibilidad para que refleje las capacidades técnicas reales de las instalaciones.

- Control combinado de potencia reactiva

A partir de las propuestas del operador del sistema bajo el mandato del Real Decreto 997/2025, debe seguirse trabajando en el diseño del control combinado de potencia reactiva consistente en un control de tensión rápido en terminales de la unidad generadora y un control de tensión reactiva en barras de central más lento. También en la conveniencia de implementar un gradiente (rampa) de tensión y potencia reactiva ante cambios en la consigna para la prestación basada en consignas en tiempo real para evitar saltos bruscos de potencia reactiva que podrían implicar variaciones bruscas en la tensión.

- Otras cuestiones relacionadas con el control de tensión

Otras cuestiones relacionadas con el servicio de control de tensión en el ámbito del PO 7.4, aunque no directamente vinculadas a las variaciones rápidas de este parámetro, que podrían requerir un análisis son las relacionadas con los tiempos de respuesta para alcanzar las consignas del operador del sistema (es importante que se mantenga la coherencia temporal de exigencia en los bornes de las instalaciones, en las barras de central y en el punto de conexión de la red); las configuraciones específicas de conexión de algunos grupos generadores que podrían dificultar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el procedimiento de operación (por ejemplo, los que vierten en un mismo punto de conexión a la red de transporte o los que tienen el equipo de medida en el lado de baja del transformador, por el impacto que en este caso tiene la actuación del cambiador de tomas); la adecuación de los incentivos previstos en el PO 7.4 para la modalidad de seguimiento de consignas; la prestación del servicio para la demanda (el operador del sistema diseñará un nuevo proyecto piloto junto con los distribuidores, con la participación de los consumidores y los distribuidores, antes del 12 de junio de 2026) y las distintas capacidades para proporcionar el servicio de control de tensión dinámico de las instalaciones de generación en función de su puesta en marcha.

Asimismo, teniendo en cuenta que hay una parte muy relevante del parque generador RECORE<sup>24</sup> formado por instalaciones posteriores a la Orden

---

<sup>24</sup> De acuerdo con los datos proporcionados por el operador del sistema, habría 614 instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, conectadas a la red de transporte del sistema eléctrico peninsular y con una potencia superior a 5 MW, sumando una potencia instalada en torno a 28 GW, cuya puesta en marcha es posterior a la Orden TED 749/2020, por lo que estarían capacitadas para poder dar la modalidad de consignas, sin requerir inversiones adicionales. De estos 28 GW, 23 GW corresponderían a instalaciones

TED/749/2020 que ya disponen de las capacidades técnicas necesarias para la prestación del servicio dinámico, cabría analizar la eventual obligatoriedad para todas estas instalaciones de prestación del servicio o incluso para las anteriores a esa orden<sup>25</sup>.

En relación con el resto de medidas adoptadas en los últimos meses, sobre la exigencia de rampas debe hacerse un seguimiento sistemático y transparente, considerar la posible extensión de la medida a todo el RECORE y a instalaciones en distribución con consignas directas del operador del sistema en distribución de carácter transitorio si fuese necesario.

En relación con la variación de tensión deben definirse los umbrales de volatilidad. En relación con la calidad de onda, hay que definir la calidad de producto con límites obligatorios y procedimiento de actuación ante incumplimientos.

Para evaluar el control de tensión que proporciona la generación, podría ser necesario una mayor frecuencia de muestreo y validación más flexible, implantación del control de tensión que tenga en cuenta las características de las infraestructuras comunes de evacuación y de rampas de tensión/reactiva, ajuste de tiempos de respuesta y modificación de incentivos con un tratamiento especialmente cuidado de la demanda. Asimismo, cabría valorar la obligatoriedad de proporcionar una prestación más dinámica del servicio a todas las instalaciones RECORE.

### **3.1.2. OSCILACIONES DEL SISTEMA**

El día del incidente se produjeron fenómenos oscilatorios que motivaron que se tomasen medidas de amortiguamiento que contribuyeron a incrementar las tensiones del sistema, ayudando a precipitar el incidente, poniendo de manifiesto necesidades adicionales del sistema eléctrico para detectar y hacer frente a las mismas.

#### **3.1.2.1. NUEVAS TECNOLOGÍAS DE DETECCIÓN Y MONITORIZACIÓN**

El amortiguamiento y protección del sistema eléctrico frente a las oscilaciones puede llevarse a cabo a través de medidas topológicas (mallado de la red),

---

fotovoltaicas, 4 GW a eólicas y el resto a otras tecnologías. Por su parte, las instalaciones anteriores a esta orden sumarían un total de 25 GW (17 GW eólicos, 5 GW fotovoltaicos y el resto a otras tecnologías).

<sup>25</sup> Esta consideración fue incluida 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 español. <https://www.boe.es/boe/dias/2026/01/20/pdfs/BOE-A-2026-1377.pdf>

mediante la instalación de equipos de estabilización como POD<sup>26</sup>, equipos PSS<sup>27</sup> o dispositivos STATCOM, y mediante actuaciones coordinadas entre los operadores de sistemas eléctricos a través de protocolos de actuación.

Un informe técnico publicado por ENTSOE en febrero de 2026 titulado “Instability Detection Technologies in Power Electronics Dominated Systems”<sup>28</sup>, señala que es necesario contar con nuevas tecnologías de detección y monitorización. Se analiza cómo TSOs pueden monitorizar y detectar los nuevos retos de estabilidad que surgen en un sistema eléctrico cada vez más dominado por la electrónica de potencia y con dinámicas más rápidas que los sistemas síncronos convencionales.

Disponer de equipos de detección temprana avanzados que permitan esta monitorización en tiempo real resulta crucial para abordar el fenómeno de las oscilaciones, que el propio operador del sistema ha identificado como un problema relevante de seguridad del sistema en el análisis realizado al amparo del Real Decreto 997/2025.

Además de reforzar las capacidades de detección y amortiguamiento de oscilaciones, resulta necesario establecer obligaciones de transparencia cuando se detecten este tipo de eventos aun cuando no lleguen a materializarse en un incidente con impacto en el suministro. El análisis sistemático de estas oscilaciones permitiría identificar patrones recurrentes, debilidades latentes y condiciones precursoras, contribuyendo de forma preventiva a evitar fallos de mayor gravedad.

### **3.1.2.2. ANÁLISIS DE OBLIGACIONES E INSTALACIÓN DE NUEVOS EQUIPOS**

El operador del sistema propone un Plan nacional de “retrofit” obligatorio e incentivado para instalar o actualizar PSS donde sea viable, unas obligaciones específicas para nueva generación y un plan de implementación gradual de POD en instalaciones RECORE donde sea técnica y localmente relevante. Se comparte la propuesta del operador del sistema si bien se considera que dicho

---

<sup>26</sup> Amortiguador de Oscilaciones de Potencia, por sus siglas en inglés (Power Oscillation Damping), para instalaciones de generación asíncrona e interconexiones HVDC

<sup>27</sup> Estabilizador del Sistema de Potencia, por sus siglas en inglés (Power System Stabilizers), para instalaciones de generación síncrona

<sup>28</sup> <https://www.entsoe.eu/news/2026/02/05/entso-e-publishes-technical-report-instability-detection-technologies-in-power-electronics-dominated-systems>

Detección y monitorización para dar respuesta a los fenómenos de inestabilidad inéditos que se están dando en el sistema eléctrico europeo (debido a la integración masiva de energías renovables, el aumento de las interconexiones HVDC y la creciente presencia de generación y demanda basadas en electrónica de potencia),

despliegue debe ser evaluado mediante un análisis coste-beneficio que permita determinar la solución óptima, garantizando un equilibrio adecuado entre las necesidades operativas del sistema y los costes asociados a su implantación y buscando el aprovechamiento de los recursos potencialmente disponibles en el sistema.

Los equipos PSS/POD o STATCOMS que se desplieguen deben disponer de una capacidad de reacción adecuada frente a distintos rangos de frecuencia, los cuales pueden experimentar variaciones a lo largo de los años. Por tanto, deben realizarse pruebas periódicas que analicen el comportamiento de las instalaciones de tal manera que se garantice que están correctamente ajustados a las frecuencias de oscilación que aparezcan en el sistema<sup>29</sup>.

### **3.1.2.3. PROTOCOLOS DE ACTUACIÓN PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES**

Las medidas para la mitigación de oscilaciones el día del incidente generaron un efecto positivo en la reducción de las oscilaciones, pero también contribuyeron al incremento de las tensiones y modificaron sensiblemente la configuración operativa del sistema prevista para la jornada.

En consecuencia, los protocolos de actuación frente a oscilaciones se deben revisar de forma que se tengan en cuenta todos los parámetros que afectan a la operabilidad del sistema, entre ellos la tensión o las variaciones de tensión existentes a la hora de su aplicación. Asimismo, habrá que valorar la creación de protocolos de actuación en caso de oscilaciones, atendiendo a la frecuencia y la amplitud de las mismas que aporten información sobre la relevancia del evento que se está produciendo y si las actuaciones deben centrarse en medidas locales y/o focalizadas en corregir comportamientos anómalos que puedan darse en el sistema.

Por otro lado, debe valorarse la incorporación de una mayor transparencia en los protocolos de actuación frente a oscilaciones originadas en plantas conectadas al sistema. Esto permitiría que se identifique con precisión el impacto y, en consecuencia, se incentive la adopción de medidas correctoras para evitar que se reproduzcan.

Por último, puesto que las oscilaciones inter-área ocurren comúnmente en el sistema de Europa Continental, con especial afectación a los extremos del sistema eléctrico continental europeo (ya que los efectos en puntas son mayores)

---

<sup>29</sup> Según información del operador del sistema, en la fecha del incidente, los controles PSS presentes en el sistema eléctrico peninsular estaban ajustados a las frecuencias típicas de oscilación inter-área de la Península (0,15 Hz -modo Este-Oeste- y 0,2 Hz -modo Este-Centro-Oeste-).

el análisis de este fenómeno, así como de sus causas y de las medidas de mitigación, debe realizarse de forma continua y coordinada a escala europea. No se trata de un problema específico de la Península Ibérica, sino de un comportamiento inherente al conjunto del sistema eléctrico europeo. Por ello, los protocolos y actuaciones orientadas a su mitigación deben planificarse y ejecutarse de manera integrada en todo el sistema, y no únicamente desde una perspectiva nacional. (ver apartado 3.4.3)

Es necesario que se detecten y se actúe frente a las oscilaciones de diversa índole que pueden aparecer en el sistema eléctrico nacional y europeo. Se propone incorporar nuevas tecnologías de detección y monitorización a partir de la evaluación de la proporcionalidad de establecer nuevas obligaciones e instalación de nuevos equipos de amortiguamiento, y revisar y reforzar los protocolos de actuación frente a oscilaciones. Además, resulta necesario establecer obligaciones de transparencia cuando se detecten este tipo de eventos.

### **3.1.3. INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN (ICE)**

En el informe de la CNMC de 29 de julio de 2025, se expone la necesidad de profundizar en unos requisitos mínimos de arquitectura de red y de obligaciones para las infraestructuras comunes de evacuación (ICE), de especial importancia teniendo en cuenta que, además de las ya existentes, en un futuro próximo entrarán en operación cientos de kilómetros y extensiones de líneas de estas características que han sido autorizadas en los últimos años.

Según el artículo 21.5 de la LSE, la línea de evacuación de una central de producción es la infraestructura eléctrica (líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y equipos de conexión) que pertenece al sujeto productor, encargada de transportar la energía eléctrica generada desde la planta hasta la red de transporte o distribución para su consumo.

En los últimos años estas infraestructuras de evacuación han crecido en longitud, siendo además en muchos casos compartidas por varios sujetos productores situados en localizaciones distintas a lo largo de su recorrido, lo cual si bien desde un punto de vista ambiental resulta positivo dado que minimiza los impactos ambientales asociados también añade una mayor complejidad en su configuración, organización y gestión.

Se trata de una particularidad que presenta nuestro sistema eléctrico y que no se da en otros países de nuestro entorno. Por ello, los reglamentos europeos no han tenido en cuenta la peculiaridad de las líneas compartidas de evacuación. De hecho, el propio alcance de estos reglamentos parecería no contemplar la existencia de este tipo de redes por lo que la definición de los derechos y obligaciones de los gestores de redes en dichos reglamentos no tuvieron en

cuenta esta posibilidad y en consecuencia existe cierta indeterminación sobre qué disposiciones les son aplicables y cuáles no.

La casuística en torno a la organización y las obligaciones que asumen los promotores respecto a la construcción, operación y mantenimiento de la ICE es muy variada y la responsabilidad que cada uno de ellos asuma puede depender de múltiples factores como por ejemplo el número de generadores que estén conectados, su tamaño o del momento temporal en que se conectaron.

### **3.1.3.1. TITULARIDAD DE LAS INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN Y ACUERDOS DE REPARTO DE RESPONSABILIDADES**

Con respecto a la normativa que resulta de aplicación a las instalaciones que comparten infraestructuras de evacuación, cabe citar el Real Decreto 1955/2000 que regula en el artículo 123.2<sup>30</sup> la obligación de que exista un acuerdo previo entre los titulares de las instalaciones de producción para poder obtener la autorización administrativa. Este acuerdo es “vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación”, pero no se especifica qué aspectos deben ser incluidos en el acuerdo ni qué obligaciones se asumen una vez obtenida la correspondiente autorización administrativa.

La necesidad de que los acuerdos suscritos entre los titulares de las instalaciones de producción y almacenamiento que utilicen ICE para verter en una misma posición de una subestación de transporte o distribución recojan expresamente el reparto de responsabilidades ante cualquier suceso, se puso de manifiesto en el Real Decreto-ley 7/2025<sup>31</sup>, finalmente no convalidado, que modificaba el ya citado artículo 21.5 de la LSE para prever esta circunstancia, obligando a los titulares a responder solidariamente ante el suceso. En ausencia del acuerdo, según rezaba dicho texto, el reparto de dichas responsabilidades sería proporcional a la capacidad de acceso recogida en sus permisos de acceso y conexión.

---

<sup>30</sup> En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa

<sup>31</sup> Artículo 4. “Responsabilidad de infraestructuras compartidas” del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.

Adicionalmente, una dificultad constatada durante la investigación llevada a cabo por esta Comisión ha sido la correcta identificación de la persona jurídica titular de la ICE.

Si bien la generación es una actividad liberalizada, los derechos y obligaciones de los sujetos del sector eléctrico que la ejercen están regulados, por lo que debe concretarse el régimen jurídico aplicable a las infraestructuras comunes de evacuación.

A estos efectos, deberían definirse expresamente las responsabilidades de los titulares de las instalaciones de generación que se conecten a un mismo punto incluyendo tanto a los promotores iniciales como a quienes se incorporen con posterioridad. También el reparto de obligaciones durante el régimen ordinario de operación determinando la responsabilidad de cada instalación ante sucesos sobrevenidos. En ausencia de regulación específica sobre estos aspectos, debe existir un acuerdo que los recoja.

Para dotar de seguridad jurídica a estas infraestructuras, podría preverse su inscripción en un registro administrativo específico, similar al registro de instalaciones de producción.

Otra posible alternativa sería que estas infraestructuras fueran cedidas al gestor de la red de la zona, lo que permitiría una gestión unificada y plenamente integrada de la red de transporte o distribución.

### **3.1.3.2. CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS DE CONEXIÓN Y POTENCIA REACTIVA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED**

Las instalaciones que comparten ICE deben dimensionarse no únicamente para cumplir los requisitos de conexión y de potencia reactiva en su propia instalación, sino también teniendo en cuenta los flujos eléctricos hasta el punto de conexión aguas arriba en la red; es más, el Real Decreto 647/2020<sup>32</sup> hace referencia a que el agente que actúe en representación de los sujetos que comparten ICE y se conecten a través de la misma posición o nudo, coordinará la solicitud de notificaciones operacionales para la puesta en servicio de las instalaciones.

El cumplimiento de los requisitos establecidos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad por la normativa vigente es exigido

<sup>32</sup> Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas

en el punto frontera (PO 1.4<sup>33</sup>) o en el punto de conexión a la red (códigos de red europeos, Real Decreto 647/2020 y Orden TED/749/2020).

El RUPM<sup>34</sup> relaciona el punto de conexión a la red (PCR) y el punto frontera, que son los puntos donde enlaza la instalación con la red de transporte o distribución, y donde con carácter general debe situarse el punto de medida principal.

Sobre la gestión de la potencia reactiva, el artículo 21.3 del Reglamento (UE) 2016/631 señala que el gestor de red puede exigir al responsable de las instalaciones de conexión la provisión de potencia reactiva complementaria para compensar la demanda adicional generada por la línea o cable de alta tensión entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del módulo de parque eléctrico (o del convertidor, cuando no exista tal transformador) y el punto de conexión. En coherencia con ello, la Orden TED/749/2020 establece que la capacidad de potencia reactiva exigible a los módulos tipo B, C y D debe cumplirse en el PCR, y el vigente PO 7.4 también contempla que el operador del sistema supervisará el suficiente aporte de reactiva en el PCR.

Esta previsión no parece que haya quedado integrada en los protocolos de actuación y las pruebas<sup>35</sup> que deben superar las nuevas instalaciones que se conectan a través de una ICE para obtener la obtención de la certificación para su puesta en servicio, a la vista de lo que se recoge en la Norma Técnica de Supervisión que desarrolla la supervisión de la conformidad de los módulos de generación (MGE) con los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631, la cual permite expedir los certificados que el operador del sistema exige para el otorgamiento de las notificaciones operacionales necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones.

En este documento hay un apartado 5.7.3.2 denominado “*Procedimiento de modelado alternativo en el caso de existencia de instalaciones compartidas*” que indica expresamente que, en caso de que desde barras de central del módulo de generación sobre el que se está llevando a cabo la simulación hasta el PCR

---

<sup>33</sup> Procedimiento de Operación 1.4 (‘Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema’), aprobado por Resolución de 30 de julio de 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales.

<sup>34</sup> Artículo 3 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto:

1. Punto de conexión: el lugar concreto de la red donde se enlazan instalaciones correspondientes a distintas actividades, zonas de distribución o propietarios.  
(...)
2. Punto frontera:
  - a) El punto de conexión de un productor con la red de transporte o distribución.
  - b) El punto de conexión de un consumidor con la red de transporte o distribución.(...)

<sup>35</sup> [Norma técnica de supervisión](#) de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631

existan instalaciones de conexión compartidas, la evaluación de la conformidad de las capacidades de potencia reactiva del módulo de generación en el PCR es compleja<sup>36</sup>. Ante esta complejidad de verificar los requisitos de capacidad de potencia reactiva tal y como recogen el reglamento y la orden en el PCR, propone un procedimiento alternativo para hacerlo en barras de central, punto eléctrico que en el caso de una ICE puede situarse a una distancia considerable del PCR.

A tenor de lo anterior, esta Comisión sugiere que, en lo relativo al dimensionamiento de las ICE y las condiciones en el PCR se busque un planteamiento coherente y equilibrado, que permita por una parte garantizar las condiciones de seguridad en el PCR al mismo tiempo que asegure un desarrollo eficiente de la red.

Asimismo, se considera necesario revisar los procesos de verificación previa y asegurar que existe una supervisión de protecciones y otros requisitos técnicos definidos en la normativa de los equipos de conexión por parte de los operadores tras modificaciones en las propias instalaciones o en las instalaciones con las que compartan infraestructuras de evacuación.

En definitiva, todo lo anterior conduce a concluir que es necesario revisar la normativa de requisitos de conexión y de operación del sistema para adecuarla al contexto actual de las ICE. Incluso, como ha sido mencionado previamente, debería valorarse la cesión de estas infraestructuras a un gestor de la red.

### 3.1.3.3. MEDICIÓN DE LA PROVISIÓN DEL SERVICIO Y LA LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

La liquidación de energía en el mercado de producción se realiza en “barras de central”<sup>37</sup>, que constituye el punto eléctrico equivalente de salida (en generación) o de entrada (en consumo) en el que se contabiliza la energía neta intercambiada con el sistema, aplicando los correspondientes coeficientes de pérdidas. Este concepto, definido en el RUPM y en la Orden TEC/1281/2019<sup>38</sup>, ha servido

<sup>36</sup> En el apartado 5.7.3.2 se determina que “los requisitos de potencia reactiva recogidos en el Reglamento y en la Orden TED/ 749/2000 aplican en el PCR, no obstante, teniendo en cuenta esta casuística, y en aras de simplificar el proceso de evaluación de la conformidad, en este subapartado se propone un procedimiento de verificación del MGE alternativo al descrito en el subapartado 5.7.3.1. Por las razones anteriormente mencionadas, se aceptará la evaluación de la conformidad de los requisitos de capacidad de potencia reactiva en BC [barras de central] del MGE en lugar de en el PCR. No obstante, esta simplificación de la evaluación de la conformidad del requisito en BC del MGE conlleva que, en algunos puntos de operación del MGE, los valores de potencia reactiva requeridos en BC del MGE difieren de los requeridos en el PCR, es decir de los valores de reactiva recogidos en la Orden TED/749/2000”.

<sup>37</sup> Resolución de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2006-9521>)

<sup>38</sup> Por lo que respecta al reparto de las energías, existe regulación en el artículo 11 del RUPM, que estipula que en ausencia de acuerdo entre las instalaciones que comparten instalaciones de evacuación para su conexión y el gestor de la red, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada

históricamente como referencia común para la liquidación de energía y la provisión de los servicios de ajuste.

Cuando un único titular es responsable tanto de la infraestructura de evacuación como de la prestación de servicios, los conceptos de barras de central, punto de conexión (PCR) y punto frontera coinciden. Sin embargo, la aparición de centrales con varios titulares que comparten infraestructuras comunes de evacuación y la hibridación de instalaciones han roto esta coincidencia. Como resultado, los puntos de provisión de los servicios de ajuste ya no coinciden<sup>39</sup> con los puntos de liquidación de la energía activa, que debe seguir realizándose en el PCR para evitar la imputación indebida de pérdidas al sistema.

La evolución del parque generador, la proliferación de infraestructuras comunes de evacuación y la hibridación de instalaciones han provocado una divergencia entre los puntos utilizados para la liquidación de la energía, la provisión de servicios de ajuste y la verificación de requisitos técnicos, generando complejidad regulatoria e interpretaciones dispares entre agentes.

Se recomienda revisar y armonizar la normativa de medidas, liquidaciones y prestación de servicios, clarificando de forma coherente los conceptos de barras de central, punto de conexión, punto frontera y puntos de provisión de servicios. Otra posible alternativa sería que estas infraestructuras fueran cedidas al gestor de la red de la zona, lo que permitiría que los conceptos de barras de central, PCR, puntos frontera y PPS coincidieran.

### **3.1.4. LÍMITES DE TENSIÓN Y ARMONIZACIÓN CON LA NORMATIVA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL**

#### **3.1.4.1. INTEGRACIÓN NORMATIVA**

La normativa europea y nacional han ido ampliando y precisando las bandas de tensión permitidas en operación normal para instalaciones conectadas a las

---

instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas. Para ello, además del correspondiente punto medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones. La configuración de medida debe permitir la obtención de estas medidas individualizadas y de la medida en el punto de conexión

<sup>39</sup> Así, por ejemplo, el servicio de control de tensión se realiza en barras de central, definidas a los efectos de este procedimiento como el punto eléctrico de su red de conexión más cercano al punto de conexión a la red siempre que dicho punto no sea compartido con otro proveedor.

Para la prestación basada en consignas en tiempo real, los proveedores que compartan punto de conexión a la red podrán acogerse a la participación conjunta y unánime en un punto de provisión del servicio (PPS) situado entre barras de central y el punto de conexión a la red de transporte. Ese PPS será el punto donde se mide la tensión, potencia activa y reactiva, para el envío de las telemidas por el centro de control único al OS, siendo la capacidad reactiva total asignada al PPS la suma de las capacidades obligatorias y adicionales de todos los proveedores asociados a dicho PPS.

redes de 220 kV y 400 kV, definiendo, para cada etapa regulatoria, rangos de tensión permanentes, periodos de permanencia máximos y situaciones en las que el OS puede exigir su mantenimiento.

Así, el PO 1.4. regula que las instalaciones conectadas a la red de transporte deben ser capaces de soportar sin daño ni desconexión unos valores de tensión. La tensión en el nivel de 400 kV en los puntos frontera estará comprendida entre 390 y 420 kV, en condiciones normales de operación. En el nivel de 220 kV, la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV. Eventualmente, podrán presentarse valores máximos de hasta 435 kV y mínimos de hasta 375 kV en el nivel de 400 kV. En el nivel de 220 kV, las tensiones podrán bajar, eventualmente, hasta 200 kV. A este respecto cabe decir que no se ha definido el carácter de eventual.

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631<sup>40</sup> y Reglamento (UE) 2017/1485<sup>41</sup>, los módulos de generación eléctrica deben ser capaces de mantenerse conectados dentro de unos rangos de tensión comúnmente establecidos para cada zona síncrona y para España se introduce un requisito técnico singular que la diferencia claramente del resto de países de su misma zona síncrona, que permite al operador del sistema exigir a los módulos de generación en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631 y, de acuerdo con el artículo 16.2 del mismo Reglamento, que permanezcan conectados de manera ilimitada dentro de un rango ampliado, comprendido entre 1,05 y 1,0875 pu. En el nivel de 400 kV, ello supone que puede requerir funcionamiento continuo hasta 435

---

<sup>40</sup> Artículo 16.2 del Reglamento (UE) 2016/631:

Los módulos de generación de electricidad de tipo D deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la tensión:

a) en cuanto a los rangos de tensión:

i) sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3, letra a), de este artículo y en el artículo 14, apartado 3, letra a), un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión de la red en el punto de conexión, expresados por la tensión en el punto de conexión respecto a la tensión de referencia 1 pu y durante los periodos de tiempo especificados en los cuadros 6.1 y 6.2,

iii) no obstante las disposiciones del inciso i), el GRT pertinente de España podrá exigir que los módulos de generación de electricidad sean capaces de permanecer conectados a la red en un rango de tensión de entre 1,05 y 1,0875 pu durante un período ilimitado,

<sup>41</sup> Artículo 27 del Reglamento (UE) 2017/1485

1. De conformidad con el artículo 18, cada GRT hará todo lo posible por garantizar que la tensión se mantenga en régimen permanente en los puntos de conexión de la red de transporte dentro de los rangos especificados en el anexo II, cuadros 1 y 2.
2. Si el GRT relevante en España exige, de conformidad con el artículo 16, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631, que los módulos de generación de electricidad conectados a tensiones nominales de entre 300 y 400 kV se mantengan conectados en el rango de 1,05 a 1,0875 por unidad durante un período ilimitado, considerará dicho rango de tensión adicional a efectos del cumplimiento de lo previsto en el apartado 1.

kV, un valor que supera el límite de operación ilimitada admitido por el resto de los países de Europa Continental.

Para la completa aplicación de los códigos de red de conexión europeos se requirió la aprobación en España del Real Decreto 647/2020 y de la Orden TED 749/2020, que establecieron, para determinadas instalaciones posteriores a la fecha de aplicación de la orden, valores límites de tensión diferentes al PO 1.4 y según el rango ampliado de tensiones que posibilitan los reglamentos. Esta normativa reguló también otros tiempos de permanencia ante determinados niveles de tensión.

El artículo 28 del Reglamento (UE) 2017/1485 otorgaba un plazo de tres meses para que los generadores conectados a la red de transporte anteriores al Reglamento (UE) 2016/631 informaran al operador del sistema de sus capacidades en relación con su capacidad para cumplir con los requisitos de tensión y tiempo de desconexión. A pesar de que no hay constancia de que lo hicieran, es posible que no todas las instalaciones existentes puedan soportar estos requisitos, ya que no han sido sometidas a un proceso de verificación de cumplimiento.

Esta heterogeneidad normativa provoca que, bajo los mismos niveles de tensión del sistema, distintas instalaciones respondan de manera diferente, porque cada una tiene umbrales de disparo y tiempos de tolerancia distintos. De este modo, una tensión que para una instalación nueva es plenamente admisible durante periodos prolongados, puede situarse en el límite o fuera del rango permitido para una instalación más antigua, obligando a actuar sus protecciones (esta situación es especialmente relevante en las infraestructuras de evacuación comunes donde en un mismo punto de conexión se conectan instalaciones a las que les aplican diferentes obligaciones). Además, se ha puesto de manifiesto que la evolución normativa no ha ido acompañada de la derogación expresa de determinadas disposiciones. Asimismo, sería conveniente establecer un margen suficiente entre los niveles de tensión que deben soportar las instalaciones sin desconectarse y los corresponden a la operación normal.

Es necesario integrar en una única norma los niveles de tensión que deben soportar las instalaciones sin desconectarse, estableciendo un margen suficiente entre aquellos niveles y los corresponden a la operación normal.

### **3.1.4.2. ARMONIZACIÓN CON LA NORMATIVA DE INDUSTRIA EN MATERIA DE SEGURIDAD**

Las instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica en España deben tener en cuenta, en relación con los requisitos de seguridad, dos normas fundamentales:

- 1) Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que tiene carácter sectorial y cuya norma de desarrollo corresponde al actual Ministerio para la Transición Ecológica y para el Reto Demográfico.
- 2) Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, de carácter horizontal y especialmente relevante en materia de seguridad cuya normativa de desarrollo corresponde al Ministerio de Industria y Turismo.

En la Ley del Sector Eléctrico se otorga al Estado la competencia para fijar los requisitos de calidad y seguridad del suministro eléctrico, remitiendo a la Ley de Industria para exigir que todas las instalaciones eléctricas y equipos se ajusten a las normas técnicas de seguridad y calidad industrial. En desarrollo de esta última se han venido aprobando los reglamentos de seguridad que establecen los requisitos de seguridad para las instalaciones.

A nivel europeo, existen tres códigos de red de conexión (CRC), que establecen requisitos de conexión a las instalaciones<sup>42</sup>, implementados en España por el Real Decreto 647/2020 y la Orden TED/749/2020 y existen Normas Armonizadas (IEC/EN).

#### **a. Límite de tensión**

Las nuevas instalaciones de generación tipo D de acuerdo con la posibilidad dada en el Reglamento (UE) 2016/631 deberán soportar una tensión entre 360-435 kV durante un periodo ilimitado de acuerdo con lo regulado en la Orden TED/749/2020.

Como se ha indicado, además de la normativa del sector eléctrico, deben tenerse en cuenta los Reglamentos de Seguridad Industrial de Alta Tensión, RAT y RLAT, que regulan las condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y en líneas eléctricas de alta tensión, respectivamente. El objeto de estos reglamentos, entre otros, es establecer la normalización en la fabricación de material eléctrico y proteger la funcionalidad de dicho material. El aislamiento de los equipos que se empleen en el ámbito del reglamento de alta tensión debe adaptarse con carácter general a los valores normalizados de la norma UNE-EN IEC 60071-1<sup>43</sup>. De acuerdo con esta norma, cuando la tensión nominal de la red ( $U_n$ ) es de 400 kV, el aislamiento de los materiales debe aguantar hasta 420 kV de manera indefinida sin degradación. Es decir, 420kV es la tensión más elevada de la red ( $U_s$ <sup>44</sup>) en condiciones

---

<sup>42</sup> El Reglamento (UE) 2016/631 (Generadores), el Reglamento (UE) 2016/1388 (Demanda) y el Reglamento (UE) 2016/1447 (Alta Tensión en Corriente Continua y parques conectados en CC).

<sup>43</sup> Norma armonizada basada directamente en la norma internacional de la [Comisión Electrotécnica Internacional](#) (IEC). La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) establece estándares globales que definen la calidad y seguridad en la fabricación.

<sup>44</sup> TENSIÓN MÁS ELEVADA DE UNA RED TRIFÁSICA ( $U_s$ )

normales de explotación, y todo valor superior se considera una sobretensión. A su vez, la tensión más elevada del material ( $U_m^{45}$ ) tiene que ser superior o igual a la tensión más elevada de la red ( $U_s$ ), lo que significa que el material no soporta con carácter permanente tensiones superiores a la tensión más elevada de la red sin sufrir degradación.

Si la tensión normal de explotación es superior a la tensión más elevada de la red, el material eléctrico que se instale debería tener una  $U_m$  superior. Por lo tanto, si en las redes de tensión nominal 400 kV, la tensión normal de explotación es superior a 420kV el material eléctrico debería tener una tensión de material superior.

La excepción prevista en el Reglamento (UE) 2016/631 para España exige que las instalaciones de generación que están bajo su ámbito soporten de forma indefinida tensiones entre 360–435 kV en redes de 400 kV, mientras que la normativa de seguridad industrial y las normas UNE-EN IEC 60071 fijan 420 kV como la tensión máxima permanente admisible.

Sería convenientes que las normas sectoriales fueran coherentes tanto en el ámbito europeo como en el nacional con las normativas de calidad y seguridad industrial con el fin de asegurar la fiabilidad y la durabilidad de las instalaciones.

## **b. Sobretensiones**

En la norma UNE-EN IEC 60071-1, a efectos de aislamiento de materiales, todo valor superior a una tensión más elevada de la red ( $U_s$ ) de 420 kV para la tensión nominal de la red ( $U_n$ ) de 400 kV, se considera una sobretensión. A su vez, según esta norma las sobretensiones pueden ser temporales (de frecuencia próxima a la de red entre 10 Hz y 500 Hz y que no deben durar más de 60 minutos) o transitorias (de alta frecuencia y de corta duración, por ejemplo, las de tipo rayo).

---

Es el valor más elevado de la tensión entre fases, que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red) ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo, averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

<sup>45</sup> TENSIÓN ASIGNADA O NOMINAL PARA EL MATERIAL ( $U_m$ )

Es la tensión asignada por el fabricante para el material.

Nota: En las normas de aparamenta la tensión nominal del material se denomina tensión asignada y coincide con la tensión más elevada del material

La propuesta de modificación del P.O. 11.1<sup>46</sup>, que se encuentra en curso de tramitación, clasifica las sobretensiones en transitorias (provocadas por maniobras de interruptores/seccionadores, o de origen atmosférico por la caída de rayos en las líneas) o permanentes (causadas por defectos de regulación en la generación de una zona o por maniobras anómalas de la red).

Este procedimiento de operación señala, además, que *“La función de sobretensión actúa ante sobretensiones en régimen permanente para evitar posibles daños en la aparamenta o en el aislamiento de los elementos de la red. Se debe ajustar por encima del valor de tensión máxima establecido en los Procedimientos de Operación, en los Reglamentos Europeos de Conexión y los desarrollos normativos asociados a su implementación, según resulte de aplicación, de forma que permita mantener dicho valor en permanencia en el sistema.”*

Sería conveniente armonizar la UNE-EN IEC 60071-1 que establece que, en redes de 400 kV, cualquier tensión permanente por encima de 420 kV constituye una sobretensión y solo puede admitirse durante tiempos limitados o como transitorios de alta frecuencia y, la propuesta del PO 11.1 que redefine las sobretensiones e introduce la figura de “sobretensiones permanentes” que pueden mantenerse para cumplir otros requisitos operativos, permitiendo valores superiores a los límites de aislamiento fijados por la UNE-EN IEC 60071-1.

### **3.1.4.3. COHERENCIA ENTRE REGULACIÓN ELÉCTRICA Y NORMATIVA DE INDUSTRIA**

La regulación aplicable a las instalaciones eléctricas pone de manifiesto la necesidad de mejorar la coordinación entre normativas de distinta competencia que pudieran generar solapamientos, divergencias y exigencias técnicas potencialmente contradictorias

Para evitar que esta situación vuelva a producirse en el futuro y garantizar un marco regulatorio coherente, resulta imprescindible que todas las normas del sector eléctrico que afecten directa o indirectamente a la seguridad industrial o a las características técnicas del material eléctrico cuenten con la intervención del Ministerio de Industria. Dado que es este Ministerio quien desarrolla la normativa horizontal y los reglamentos de seguridad industrial, su participación obligatoria permitiría asegurar que cualquier nueva exigencia técnica del sector eléctrico sea compatible con los límites de diseño, aislamiento y funcionamiento establecidos para los equipos.

La introducción expresa de esta participación actuaría como un mecanismo de armonización temprana, evitando conflictos entre exigencias eléctricas y

<sup>46</sup> P.O. 11.1 “Criterios generales de protección en la red gestionada”

capacidades industriales, previniendo incompatibilidades técnicas y reforzando la seguridad jurídica de proyectistas, fabricantes y operadores. En definitiva, se trata de incorporar un procedimiento de validación técnica para garantizar que la regulación sectorial no imponga condiciones que excedan los valores admisibles por la normativa industrial ni comprometan la durabilidad y el comportamiento seguro de los equipos eléctricos.

Para evitar incompatibilidades técnicas en el futuro, se propone que toda norma eléctrica con impacto en materiales o seguridad cuente con una mayor intervención del Ministerio de Industria, garantizando coherencia regulatoria y la protección de los equipos.

### **3.1.5. DESLASTRES**

La desconexión programada de la demanda en el incidente buscando equilibrar la pérdida de generación podría haber contribuido a la sobretensión, descargando más líneas e incrementando la aportación de reactiva.

Los planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia son un mecanismo de protección recogido en la normativa por el cual se producen desconexiones de demanda de manera controlada cuando la frecuencia cae por debajo de diversos umbrales con el fin de restablecer el equilibrio entre generación y demanda. De acuerdo con lo establecido por el P.O. 1.6 ('Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema') están clasificados dentro del grupo de Planes de Emergencia (actúan una vez ya se ha producido el incidente) y están basados en la actuación de un sistema automático de deslastre con ocho escalones de deslastre de cargas por mínima frecuencia (49,5 Hz, 49,3 Hz, 49 Hz, 48,8 Hz, 48,6 Hz, 48,4 Hz, 48,2 Hz y 48 Hz). Para los dos primeros escalones se establecen deslastres de consumos de bombeo y para los siguientes consumos de demanda.

En consecuencia, su actuación está orientada a corregir un problema de desequilibrio entre generación y demanda y actúan sobre una causa raíz distinta a la de una sobretensión sistémica.

No obstante, es necesario analizar si en los escenarios de estudio de los planes de deslastre de demanda podría ser oportuno tener en cuenta también escenarios de sobretensiones sistémicas, u otras situaciones que se pongan en evidencia, para así analizar posibles efectos. En particular tener en cuenta si las bolsas de demanda a deslastar pueden conllevar pérdida de generación renovable que estaba ayudando al sistema generando o absorbiendo reactiva.

Es necesario evaluar el plan de deslastres de demanda a la vista de los análisis sobre el incidente, para ver los efectos colaterales que sobre las tensiones pueden producirse al descargar líneas o desconectar generación distribuida.

## **3.2. OBSERVABILIDAD DE LA RED Y COORDINACIÓN TSO-DSO**

La integración masiva de recursos distribuidos y el comportamiento dinámico de las renovables hacen imprescindible mejorar la observabilidad de la red y una coordinación mucho más estrecha, sistemática y técnicamente avanzada entre los operadores de la red de transporte (TSOs) y los operadores de la red de distribución (DSOs).

La coordinación TSO–DSO debe fortalecerse en cuatro planos esenciales: la visibilidad operativa, la coherencia técnica (modos de control, protecciones, requisitos), la capacidad de gestión conjunta en defensa y restauración, y la comunicación robusta. En un sistema altamente electrificado y distribuido, es imprescindible la coordinación efectiva entre transporte y distribución en todas las fases de operación.

### **3.2.1. OBSERVABILIDAD DE LA RED**

El Informe del Comité señala que, en los minutos previos al cero eléctrico que se produjo el 28 de abril, el operador del sistema identificó pérdidas de generación de pequeña potencia, distribuidas por todo el territorio, por 525 MW, de los cuales 317 MW, siempre de acuerdo con este informe, provendrían de generación distribuida menor de 1 MW.

En un contexto de fuerte implementación de generación distribuida de pequeña potencia, disponer de información sobre estas instalaciones contribuiría a una mejor observabilidad de la red, a mejorar los modelos de previsión de demanda y a la correcta dimensión de las reservas de generación necesarias para suplir los desvíos de la generación renovable y la demanda.

La disponibilidad de los datos por parte de los diferentes gestores emana del Reglamento (UE) 2017/1485, que regula los requisitos generales en materia de intercambio de datos. En aplicación del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, la CNMC aprobó en 2019 las condiciones para la determinación de la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos entre el operador del sistema, los gestores de redes de distribución y los usuarios significativos de red en el sistema eléctrico español<sup>47</sup>.

Bajo el ámbito de la implementación del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, que regula los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos, cuyo desarrollo corresponde a la CNMC, los gestores de la red de distribución (GRD) han

---

<sup>47</sup> Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

destacado en los trabajos realizados recientemente por la CNMC para el desarrollo del acceso flexible que, para poder operar adecuadamente su red, deben tener acceso directo a las telemidas en tiempo real. Justifican que el dar instrucciones a instalaciones basándose en la información aportada por un tercero (el operador del sistema) puede suponer problemas operativos en la gestión de las instalaciones conectadas a su red.

La CNMC ya ha dado un primer paso en este sentido mediante la propuesta de modificación de la Resolución por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485<sup>48</sup>, para que los distribuidores dispongan de medidas en tiempo real de las instalaciones de demanda con permisos flexibles y del almacenamiento, de manera directa, así como mediante la propuesta de Resolución de accesos flexibles<sup>49</sup> que introduce la posibilidad de que dichos GRD remitan de instrucciones a estas instalaciones.

Con respecto al artículo 40.5 del citado Reglamento, corresponde al Ministerio para la Transición Ecológica el determinar el colectivo de instalaciones obligadas a remitir, entre otros datos, las telemidas a los gestores de las redes de transporte y de distribución. Actualmente se encuentra pendiente la implementación de este artículo<sup>50</sup>.

Su implementación implicaría, en primer lugar, analizar si en el contexto actual es necesario reducir el umbral de 1 MW a partir del cual resulta necesario la remisión de datos en tiempo real al gestor de la red, valorando la creación de algún mecanismo que permita disponer de información con unas exigencias y costes menores a los de las telemidas que exige actualmente el operador del sistema. En segundo lugar, resulta necesario definir la zona de observabilidad de las redes de distribución para el operador del sistema, de un lado, y de la red de transporte para los gestores de la red de distribución, de otro, de manera que los gestores de red tengan, en tiempo real, la información relativa a estas zonas que pueden tener influencia recíproca en la operación de sus redes respectivas (potencia activa y reactiva en las líneas, los transformadores y las instalaciones).

Sobre la cuestión particular en torno a las pequeñas instalaciones de generación de autoconsumo, se encuentra en trámite de audiencia el proyecto de real

---

<sup>48</sup> Resolución de 13 de noviembre de 2019 de la CNMC ([BOE-A-2019-17178 en el Boletín Oficial del Estado](#)) aprobó las especificaciones para la implementación nacional de la metodología de regulación secundaria de frecuencia, conforme al artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/2195

<sup>49</sup> <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/permisos-acceso-flexibles-demanda-red-distribucion>

<sup>50</sup> La propuesta de Orden para la implementación del artículo 40.5 de la Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad fue sometida a trámite de audiencia e informada por la CNMC el 21 de noviembre de 2019. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2766324\\_4.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2766324_4.pdf). En el artículo 7 apartado c) del Real Decreto 413/2014, modificado por el Real Decreto 917/2025, se prevé que se establezcan por Orden Ministerial los requisitos de telemidas que deberán cumplir las instalaciones de menos de 1 MW dentro del ámbito del Reglamento UE 2017/1485.

decreto por el que se modifican determinados aspectos relativos al autoconsumo de energía eléctrica y de impulso al almacenamiento distribuido<sup>51</sup>, en el que se prevé la creación de un panel de autoconsumidores que permita al operador del sistema mejorar la observabilidad del sistema a partir de datos agregados aportados por empresas instaladoras, fabricantes de inversores y titulares y gestores de plataformas de datos que aglutinen cierta cantidad de potencia instalada de autoconsumo.

Aunque se comparte la premisa de que en un contexto de crecimiento sostenido del autoconsumo resulta necesario mejorar la visibilidad y el seguimiento del comportamiento de las pequeñas instalaciones (especialmente por parte de los gestores de la red de distribución, a cuyas redes están conectadas la mayor parte de las instalaciones de autoconsumo), la CNMC emitió ciertas reservas, en el informe que recogió las conclusiones de la Mesa de Diálogo de autoconsumo, a la creación de obligaciones de remisión de información a personas jurídicas o físicas que no son sujetos del sector eléctrico, especialmente si con ello se incurre en un coste económico.

La observabilidad de la generación distribuida de pequeña potencia podría resultar insuficiente, por lo que podría ser conveniente avanzar en el envío y acceso a telemidas en tiempo real siempre que exista un balance positivo entre los beneficios obtenidos y la proporcionalidad en los costes. Además, se considera esencial disponer de una definición clara de las zonas de observabilidad.

Por lo tanto, se recomienda la implementación completa del Reglamento (UE) 2017/1485, en particular el desarrollo de su artículo 40.5.

### **3.2.2. COORDINAR LA ACTUACIÓN ENTRE GESTORES DE RED**

Durante el análisis del incidente se observó que, en la interlocución entre centros de control, algunas actuaciones se adoptaron de manera independiente y con diferentes tiempos de respuesta, lo que podría implicar que las acciones emprendidas no contribuyeran plenamente a las necesidades globales del sistema. Esta falta de sincronización operativa podría conducir a respuestas que actúen en sentido contrario a las necesidades reales del sistema. Una mayor coordinación operativa de las actuaciones de los gestores de red permitiría reducir estos desajustes y mejorar la eficacia de las decisiones en tiempo real.

También en el trascurso de la investigación se ha podido ver que la gestión de reactancias y los cambios de toma en transformadores se deben realizar de forma conjunta y coordinada. Los tiempos de respuesta de los cambios de tomas de transformadores pueden resultar insuficientes ante cambios muy rápidos de tensión en la red de alta tensión, pudiéndose generar sobretensiones en la red

<sup>51</sup> <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-780.html>

de distribución conectada al lado de baja de los transformadores sin que necesariamente haya sobretensión en la red de transporte.

La revisión del PO 7.4 de junio 2025 incorporó mecanismos de coordinación entre los distribuidores y el operador del sistema en transformadores frontera de red de transporte con red de distribución de 36 kV o superiores, que estaban sujetos a acuerdos hasta entonces. Se prevén actuaciones manuales y de bloqueo en escenarios de sobretensiones y subtensiones fuera del rango de valores definido para una situación normal y mantenidos durante 15 minutos, y se establece la supervisión de la compensación reactiva en los puntos de conexión. Estas obligaciones permiten actuar de forma preventiva ante problemas de tensión y asegurar una respuesta coordinada.

En este sentido, además de las modificaciones que el operador del sistema ha propuesto bajo el mandato del Real Decreto 997/2025 sobre el estrechamiento del rango de tensión de situación normal o la aplicación de un factor de potencia en estos transformadores, y la disminución del umbral de los 15 minutos a un tiempo más reducido, esta Comisión considera que deberían existir medidas de coordinación no sólo aplicables a escenarios mantenidos de sobretensión o subtensión, sino a escenarios de variabilidad de las tensiones en los márgenes en que esta variabilidad no sea aceptable de acuerdo con el concepto de “volatilidad aceptable” al que se hace referencia en el apartado 3.1.1.

Otra cuestión es la necesidad de asegurar la coordinación entre distribuidores y el operador del sistema respecto a las condiciones de ajuste de desconexión de generación por subtensión y sobretensión en redes de distribución. Cualquier definición de tiempos de desconexión más rápidos sin la necesaria coordinación entre los gestores puede provocar la desconexión de las instalaciones de generación ante oscilaciones de tensión interárea, local o forzada. Por eso, se debería conocer el estado de estos ajustes y trabajar para asegurar la correcta coordinación.

Deben establecerse medidas de coordinación de la operación entre todos los operadores conectados, no sólo aplicables en escenarios mantenidos de sobretensión o subtensión, sino en escenarios de variabilidad de las tensiones y para el manejo de los ajustes de las desconexiones.

### **3.2.3. OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN PARA LOS TITULARES DE INSTALACIONES: REGISTROS**

Una de las dificultades encontradas en la investigación posterior al incidente del 28 de abril, fue la falta de disponibilidad de los registros de parámetros y los datos para poder llevar a cabo el análisis de lo ocurrido a pesar de que la normativa recoge previsiones tanto en la Orden TED/749/2020 como en el PO 9.2 a este respecto. Así, adicionalmente a todas las medidas en tiempo real de los parámetros recogidos en los anexos del referido procedimiento de operación

9.2, la Orden impone a los módulos de generación de electricidad de tipo C y D el registro de la activación de cualquier relé de protección junto a la oscilografía y la obligación de facilitar a petición del gestor de red pertinente el registro de faltas y la oscilografía.

Estas medidas requerirían ser complementadas de un régimen de penalizaciones que garantice su aplicación e incentive a los titulares de las instalaciones a que adapten sus equipos a tal fin, siendo así que actualmente el PO 9.2 recoge penalizaciones a partir del tercer mes consecutivo de incumplimiento, pero no regula penalizaciones para situaciones puntuales concretas. Todo ello sin perjuicio del régimen aplicable a los incumplimientos de obligaciones de información.

Por tanto, la exigencia de que se atiendan estas obligaciones de información debe ser reforzada. Además de dar cumplimiento a la regulación actual para la gestión de la operación del sistema en condiciones normales, la necesidad de ampliarla con un enfoque particular en los eventos ocasionales ha quedado manifiesta en el Real Decreto 997/2025, que recoge un mandato al operador del sistema para que analice los requisitos mínimos necesarios para monitorizar el análisis de incidentes, entre ellos, los 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.

### 3.3. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO

El proceso de reposición del incidente ha sido reconocido por su agilidad, pero se han identificado varios elementos que permitirían asegurar una mayor premura en la reposición del servicio. En este análisis se diferencian las incidencias relacionadas con el arranque de los equipos, la formación de islas del enfoque “de abajo a arriba” y las incidencias en la red de distribución, señalando, en este último caso, los problemas detectados en los sistemas de telemando y las dificultades asociadas a las telecomunicaciones entre el operador del sistema y los distribuidores o entre estos y sus instalaciones.

A nivel nacional los planes de reposición y los planes de emergencia están regulados mediante un procedimiento de operación PO 1.6 “*Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema*” aprobado en el año 2009<sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica

Con posterioridad se aprobó el Reglamento (UE) 2017/2196<sup>53</sup>, que establece que todos los equipos y capacidades necesarios para actuar en situaciones de emergencia y para reponer el sistema eléctrico deben probarse periódicamente para asegurar que funcionan correctamente. Estas pruebas incluyen generadores, sistemas HVDC, deslastes por subfrecuencia, comunicaciones, salas de control y equipos críticos. Además, los planes de emergencia y reposición deben revisarse al menos cada cinco años mediante simulaciones y análisis, actualizándose cuando sea necesario para garantizar su eficacia ante incidentes reales.

Para otorgar un marco regulado y retribuido a las instalaciones que participan en el proceso de reposición como iniciadoras de isla en estos momentos se está tramitando el procedimiento de operación que regulará el servicio de no frecuencia de arranque autónomo, lo que aportará mayor robustez y garantías al proceso de reposición.

Asimismo, el Real Decreto 997/2025 estableció un mandato a la CNMC con objeto de completar un plan de inspección extraordinario de las capacidades de reposición de todos los agentes participantes en el proceso de reposición. En función de los resultados de la inspección también se podrán adoptar medidas y hacer propuestas adicionales.

La definición de las centrales que deben asegurar el arranque autónomo y las pruebas periódicas de las mismas están recogidas en el procedimiento de operación en tramitación. No obstante, la necesidad de garantizar el telemando y el problema de la falta de comunicación, si no se dispone de fluido eléctrico durante un tiempo prolongado, va más allá del procedimiento en revisión y exige un análisis por parte de los distribuidores y transportistas sobre la gestión de sus instalaciones, que es coherente con sus obligaciones y debe estar asegurado también en situaciones de emergencia.

---

<sup>53</sup> Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio donde regulan tanto los planes de reposición como los planes de emergencia de los que han de disponer los sistemas eléctricos europeos.

## 3.4. MEDIDAS EN EL ÁMBITO EUROPEO

### 3.4.1. GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES

#### 3.4.1.1. CAPACIDAD EN LA INTERCONEXIÓN

La Directiva 2019/944<sup>54</sup> (DMI) tiene como objetivo establecer un marco común para la creación de mercados de electricidad competitivos y plenamente integrados en la Unión Europea. Este marco debe permitir garantizar precios y costes energéticos asequibles y transparentes para los consumidores, un elevado nivel de seguridad de suministro y una transición fluida hacia un sistema energético sostenible y bajo en carbono.

La constitución de un mercado interior de la energía completamente integrado exige la existencia de sistemas eléctricos adecuadamente interconectados. La propia DMI señala que “una interconexión física suficiente con los países vecinos es importante para permitir a todos los Estados miembros y países vecinos beneficiarse de los efectos positivos del mercado interior”. No obstante, pese a estas conclusiones, la interconexión eléctrica entre España y Francia sigue siendo muy limitada y se encuentra aún lejos del objetivo del 10% y más aún del 15% fijado en el marco del paquete Fit for 55<sup>55</sup>.

Por otro lado, la integración europea del mercado eléctrico, desde el mercado diario, pasando por los mercados intradiarios de subasta y continuo, hasta los mercados de balance, contribuye a mejorar la eficiencia y la seguridad del sistema. Europa ha avanzado en esta dirección mediante la aplicación del Reglamento (UE) 2015/1222<sup>56</sup> y el Reglamento (UE) 2017/2195<sup>57</sup>. La implantación del segundo de los reglamentos citados ha supuesto una profunda reforma del mercado de balance español en los últimos años, con la sustitución de los servicios de regulación secundaria y terciaria por productos europeos estandarizados: las reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR) y las reservas de recuperación de la frecuencia con

---

<sup>54</sup> Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento y Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE

<sup>55</sup> La UE estableció este objetivo para garantizar que cada Estado miembro disponga de infraestructura de electricidad capaz de importar, desde sus países vecinos de la UE, al menos el 15% de su capacidad de producción instalada. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52017DC0718>

<sup>56</sup> Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de junio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones

<sup>57</sup> Reglamento (UE) 2017/2195<sup>57</sup> de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece la Directriz sobre el balance eléctrico

activación manual (mFRR), gestionadas a través de las plataformas europeas Picasso y MARI respectivamente.

Sin embargo, para que los mercados cercanos a tiempo real (intradía y servicios de balance) funcionen de manera óptima es necesario disponer de mayores niveles de interconexión. En regiones con interconexiones limitadas, como es el caso de España, la participación en los mercados europeos de balance puede plantear desafíos adicionales, tanto operativos como de seguridad del sistema, llegando incluso a limitar la disponibilidad de recursos al operador del sistema.

No puede mantenerse asimetría entre la velocidad a la que normativamente se exigen mayores acoplamientos en los mercados mientras no se avanza en una interconexión física real.

La integración plena en el mercado interior de electricidad requiere contar con interconexiones suficientes y operativas. Aunque España ha avanzado en la adopción de los mercados europeos de balance, la limitada interconexión con Francia sigue siendo un obstáculo relevante. Sin un refuerzo de estas infraestructuras, la integración de los mercados europeos de balance no consigue alcanzar los objetivos de competencia y seguridad perseguidos. A nivel europeo, no se dispone de las herramientas suficientes para solventar la deficiencia de interconexión física, lo que amenaza la funcionalidad del mercado integrado.

#### **3.4.1.2. OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN**

Tal como se expone en el apartado 3.1.1, algunos agentes han señalado que los cambios bruscos en los programas de intercambio internacional, tanto en su magnitud como en el sentido importación/exportación, podrían haber contribuido a la volatilidad observada en las tensiones del sistema.

A este respecto, cabe recordar que el proceso de implantación de la unidad de negociación de 15 minutos en el mercado intradía español se completó el 18 de marzo de 2025, 1 mes antes del incidente, con la entrada en vigor de la negociación cuarto-horaria tanto en las subastas intradiarias como en el mercado intradía continuo. La implementación se realizó en el marco de los proyectos europeos de acoplamiento intradía en coherencia con el Reglamento (UE) 2017/2195. La evolución a una negociación y liquidación de productos cuarto horarios ha hecho cada vez más frecuente la aparición de transiciones entre precios negativos y positivos que conducen a fuertes cambios del volumen de producción en determinadas zonas.

Junto con la operación de las propias interconexiones, conviene valorar si los dispositivos de control potencia-frecuencia existentes en los enlaces resultan suficientes para garantizar un comportamiento adecuado del sistema.

La experiencia del 28 de abril pone de manifiesto el valor de seguir avanzando en el fortalecimiento del marco operativo de las interconexiones, la posible evolución de los protocolos de actuación y de los criterios de funcionamiento. En este contexto, también podría resultar conveniente impulsar una reflexión a nivel europeo orientada a la progresiva convergencia de requisitos técnicos mínimos y protocolos de operación comunes, contribuyendo así a una mayor coherencia y previsibilidad del sistema eléctrico interconectado.

### **3.4.2. MERCADO EUROPEO: COORDINACIÓN Y HORARIOS**

Los horarios de los mercados europeos tienen implicaciones en la operación física del sistema, como ya se ha puesto de manifiesto en apartados anteriores de este informe.

Más allá que se hayan adoptado medidas en el sistema español, como la adopción de rampas, que paliarían cambios bruscos de programa, motivados por distintas casaciones de generación y demanda en los distintos mercados, debe volver a analizarse a nivel europeo las implicaciones que tienen los distintos mercados sobre la física del sistema a día de hoy y en el futuro, en particular, antes de proponer nuevas modificaciones.

Adicionalmente en el mercado español, se observa la coexistencia de enfoques y prioridades diferentes entre el operador del mercado y del operador del sistema, siendo necesario que se haga una reflexión del alto nivel antes de desarrollar normativas de detalle, asegurando que la seguridad del sistema sea el criterio prioritario.

La CNMC ya ha puesto de manifiesto la necesidad de solicitar a Europa (ACER y CE) una modificación de horarios del mercado diario, para disponer de tiempo adicional para realizar los análisis de seguridad necesarios.

Resulta conveniente promover una reflexión europea que fomente requisitos técnicos y protocolos de operación convergentes, aportando coherencia y previsibilidad al sistema interconectado y garantizando la seguridad del sistema. Asimismo, debe solicitarse a ACER y a la Comisión Europea la adaptación de los horarios de los mercados para que puedan ser compatibles con una operación física resiliente.

### **3.4.3. SEGUIMIENTO TÉCNICO DE LAS REDES EUROPEAS: OSCILACIONES**

En los últimos años se han ido incorporando a la zona síncrona europea nuevos mercados nacionales ampliando la extensión geográfica y la generación interconectada. Esto supone retos jurídicos, técnicos y regulatorios, si bien conviene enfatizar la problemática técnica que supone el manejo de un sistema europeo cada vez más grande en sincronía y en permanente modificación.

Por tanto, debe mantenerse un exhaustivo seguimiento, análisis e investigación prospectiva para anticipar cualquier problema que esto pueda suponer, tomando como ejemplo la aparición de oscilaciones interáreas. Es perentoria una coordinación en el seno de las asociaciones de TSOs y DSOs europeos para realizar un trabajo exhaustivo, que mantenga al sistema europeo a la cabeza de la investigación y de la necesaria inversión en soluciones que eviten fenómenos indeseados.

### **3.4.4. IMPLANTACIÓN DE NUEVAS HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS**

La implantación de tecnologías basadas en electrónica de potencia, incluyendo convertidores avanzados y soluciones *grid-forming*, introduce comportamientos para los que aún se dispone de experiencia limitada, especialmente en lo relativo a su interacción con el sistema eléctrico en situaciones dinámicas. Resulta imprescindible profundizar en el estudio de las capacidades reales que pueden aportar estas tecnologías, evaluar cómo influyen en la aparición y propagación de oscilaciones, y desarrollar herramientas específicas para su amortiguamiento, análogas a las funciones que tradicionalmente desempeñan los PSS en generación síncrona.

Esta labor requiere un enfoque coordinado a nivel europeo, en el que ENTSO-E desempeñe un papel central proponiendo metodologías, recomendaciones y requisitos comunes que permitan aprovechar plenamente el potencial de la electrónica de potencia y, al mismo tiempo, mitigar los efectos no deseados que pueden surgir en la operación del sistema. En este sentido, ENTSO-E ha publicado en noviembre de 2025 el informe técnico de Fase II sobre requisitos de *grid-forming*, que constituye la base técnica del borrador revisado del Network Code on Requirements for Generators (NC RfG 2.0). Dicho marco prevé la introducción progresiva de obligaciones de *grid-forming* para nuevas instalaciones de generación no síncrona y almacenamiento, quedando pendiente su adopción formal por la Comisión Europea y el posterior desarrollo mediante un documento de orientación para la implementación.

Se propone reforzar el seguimiento técnico del comportamiento de las redes europeas, para anticipar soluciones en un sistema cada vez más complejo, y acelerar la implantación coordinada de nuevas herramientas basadas en electrónica de potencia —incluido el grid forming— mediante metodologías y requisitos comunes que garanticen una operación estable del sistema europeo interconectado.

### **3.5. SUPERVISIÓN, TRANSPARENCIA Y COMUNICACIÓN**

La garantía de suministro debe situarse siempre por encima de cualquier otra consideración. Para asegurarla, es necesario supervisar de forma rigurosa el funcionamiento del sistema y confirmar que todos los elementos operan dentro de los parámetros exigidos.

Para ello, se considera conveniente incrementar las medidas de transparencia, de tal forma que se proporcione información suficiente a los sujetos sobre los análisis realizados por el operador del sistema, en particular en lo relativo a la metodología utilizada para calcular las reservas, determinar el número de unidades síncronas necesarias y fijar los parámetros aplicados en los análisis de seguridad. Esta mayor transparencia debe contribuir a una mejor comprensión por parte de los agentes, sin perjuicio de que la responsabilidad última en materia de seguridad del sistema recaiga, en todo caso, en el operador del sistema.

La transparencia debe ser mutua: los sujetos del sistema deben realizar una actualización continua de la información relativa a las capacidades técnicas de las instalaciones para proporcionar los servicios esperados por el operador del sistema, con el fin de que este pueda contar con una garantía completa del cumplimiento esperado de las obligaciones.

Con el fin de facilitar la aplicación homogénea del marco normativo, se propone mejorar la claridad y sistematización de las normas, ofreciendo una visión global del conjunto regulatorio que permita a cada agente identificar con precisión las obligaciones que le resultan aplicables. Para ello, sería útil disponer de guías explicativas, notas técnicas y documentos divulgativos, así como reforzar la interacción entre operadores, reguladores y sujetos ya existente a día de hoy de sesiones informativas, reuniones o seminarios web con carácter previo a cada propuesta de cambio normativo.

Otra cuestión a destacar es la importancia de tener en cuenta los destinatarios de las normas, especialmente cuando se trata de particulares o de instalaciones de pequeña potencia. Por ello, resulta imprescindible reforzar la difusión y la comunicación de los cambios introducidos, de modo que los titulares de estas instalaciones dispongan de la información necesaria para adecuarse a las nuevas obligaciones.

Asimismo, cuando un eventual incumplimiento de la normativa pueda comprometer la seguridad del suministro, los operadores deben intensificar el seguimiento de estas instalaciones o incorporar márgenes adicionales de seguridad que permitan anticipar y mitigar posibles incumplimientos.

Por ello, se considera necesario llevar a cabo un programa de inspecciones específicas destinadas a revisar tanto la certificación técnica de las instalaciones de producción como la configuración de sus sistemas de protección. A partir de este trabajo, podría resultar pertinente establecer un mecanismo de supervisión periódica que permita verificar de forma sistemática el correcto funcionamiento de las instalaciones y, en particular, la adecuación y ajuste de sus protecciones.

También, se considera oportuno que el programa de inspecciones específicas incluya la verificación del cumplimiento de lo dispuesto en la Orden TED/82/2026. A este respecto, cabe destacar que, con la entrada en vigor de dicha orden, se pone fin a la exención prevista en el Real Decreto 647/2020 respecto al cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631 para determinadas instalaciones de autoconsumo (de pequeña potencia<sup>58</sup> o sin excedentes). Esta modificación implica que también las instalaciones de pequeña potencia deberán garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos aplicables, especialmente en materia de robustez, capacidad para soportar huecos de tensión y recuperación de potencia activa, en los términos establecidos en la Orden TED/749/2020 y en sus modificaciones incorporadas por la nueva orden.

La orden establece de manera expresa sus nuevas obligaciones y fija un periodo de adaptación, lo que evidencia la necesidad de informar adecuadamente sobre los requisitos que ahora les resultan exigibles y que, hasta la fecha, estaban exentos de cumplir.

Se recomienda reforzar la transparencia y el intercambio de información técnica entre operador y agentes; intensificar la supervisión mediante inspecciones y auditorías periódicas; mejorar la difusión y comprensión de las obligaciones normativas, especialmente para instalaciones pequeñas

---

<sup>58</sup> i. Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

ii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión

## 4. MEDIDAS: PLAN DE ACTUACIÓN ELÉCTRICO

La evolución del sistema eléctrico español, caracterizada por una elevada penetración de generación renovable basada en electrónica de potencia, una mayor volatilidad de las tensiones y una creciente complejidad operativa, exige una respuesta estructurada, gradual y coordinada.

Con este objetivo, a la vista de las consideraciones realizadas en este informe se propone la siguiente hoja de ruta, articulada en actuaciones de corto, medio y largo plazo orientadas a reforzar la seguridad de suministro y una mayor robustez del sistema.

La única forma de llevar a cabo estas actuaciones y garantizar el fin perseguido, la resiliencia del sistema eléctrico a largo plazo, es con la participación de todos los agentes que aporten su experiencia y capacidad de desarrollo técnico para buscar conjuntamente las soluciones más eficientes y proporcionadas.

### 4.1. ACTUACIONES INMEDIATAS

Las actuaciones inmediatas tienen como finalidad abordar las mejoras operativas más necesarias y consolidar las medidas adoptadas tras el incidente del 28 de abril, asegurando su seguimiento y coherencia:

- a. Seguimiento de las medidas urgentes ya implantadas, en particular las relativas a la limitación de rampas de producción, el refuerzo de la firmeza de los programas y las modificaciones temporales de los procedimientos de operación, evaluando su eficacia real sobre la estabilidad de la tensión y en su caso ampliación a otras instalaciones
- b. Impulso efectivo de la habilitación de instalaciones para el seguimiento de consignas de control de tensión en tiempo real, especialmente de generación renovable, como paso necesario para avanzar hacia un control dinámico de la tensión más eficaz.
- c. Revisión de la normativa de control de tensión, para adecuar los tiempos de respuesta, los criterios de verificación del cumplimiento y los esquemas de prestación del servicio a escenarios de variabilidad rápida de la tensión y analizar y, en su caso, avanzar de forma gradual en la ampliación del ámbito de aplicación del seguimiento de consignas de control de tensión, evaluando su extensión a otras instalaciones.
- d. Impulsar ante ACER y la Comisión Europea la revisión del encaje de los procesos de negociación del mercado diario e intradiario europeos en los procesos de análisis de seguridad del operador del sistema, en particular, la adaptación de los horarios de los mercados para que puedan ser compatibles con una operación física resiliente.

## 4.2. MEDIDAS DE CORTO, MEDIO Y LARGO PLAZO

En una segunda fase, resulta necesario abordar ajustes normativos y técnicos, orientados a adaptar de forma estable la regulación a las nuevas dinámicas del sistema al mismo tiempo que se incrementa la supervisión de aspectos concretos del sistema:

- e. Supervisión de las herramientas de control de tensión implantadas, mejorando la transparencia para evaluarlas conjuntamente y a futuro, especialmente evaluando la obligatoriedad del RECORE de proporcionar una prestación dinámica.
- f. Continuar con la revisión de la normativa del acceso de la demanda profundizando en un marco unificado que dé respuesta a los demandantes de capacidad en el corto plazo.
- g. Armonización entre normativa eléctrica y normativa de seguridad industrial, a nivel europeo y nacional, evitando exigencias técnicas que puedan ser incompatibles con los límites de diseño y aislamiento de los equipos.
- h. Incorporación explícita de la volatilidad de la tensión como criterio de seguridad, definiendo métricas y umbrales de “volatilidad aceptable” e integrándolos en los procedimientos de operación y en los análisis de seguridad.
- i. Clarificación a nivel normativo del régimen jurídico y técnico de las infraestructuras comunes de evacuación (ICE), definiendo responsabilidades, requisitos de diseño, medición y supervisión, así como posibles alternativas de gestión. Valorar la posibilidad de ceder estas infraestructuras a un gestor de red para unificar criterios y responsabilidades en el punto de conexión.
- j. Revisar los escenarios de estudio de los planes de deslastre de demanda para tener en cuenta escenarios de sobretensiones sistémicas y situaciones en las que las bolsas de demanda a deslastrar pueden conllevar pérdida de generación renovable que estaba ayudando al sistema generando o absorbiendo reactiva.
- k. Mejora de la observabilidad del sistema, avanzando en el desarrollo del Reglamento (UE) 2017/1485 en relación con la red observable, el acceso a telemidas por parte de los gestores de red y la visibilidad de la generación distribuida de pequeña potencia. Este desarrollo debe realizarse teniendo en cuenta criterios de eficiencia económica y proporcionalidad, de modo que la frecuencia, granularidad y tecnología empleada para el envío de información en instalaciones de pequeña potencia no tiene por qué ser equivalente a la exigida a las grandes instalaciones.
- l. Armonización normativa en materia de puntos de referencia eléctricos (barras de central, punto de conexión, punto frontera), con el fin de reducir ambigüedades y garantizar coherencia entre las medidas, la liquidación de energía, requisitos de conexión y prestación de servicios.

- m. Integrar en una única norma los niveles de tensión que deben soportar las instalaciones sin desconectarse, estableciendo un margen suficiente, respecto a los que corresponden a la operación normal.
- n. Revisión y modernización de los planes de defensa y reposición, reforzando las pruebas reales de arranque autónomo. Los distribuidores y transportistas necesitan garantizar el telemando y resolver los problemas de la falta de comunicación si no se dispone de fluido eléctrico durante un tiempo prolongado y en particular en situaciones de emergencia.
- o. Mejora de la disponibilidad de información para el análisis de incidentes, asegurando el cumplimiento de las obligaciones existentes de registro, conservación y remisión de oscilografías y datos de perturbación.
- p. Impulsar un debate continuo sobre la evolución a largo plazo de las necesidades de la operación del sistema y de los requisitos de las instalaciones para adaptarse a un contexto caracterizado por una elevada penetración de tecnologías basadas en electrónica de potencia, por dinámicas operativas más rápidas y menos predecibles y por una interacción cada vez más intensa entre redes, mercados y servicios del sistema.
- q. Refuerzo de la coordinación operativa TSO–DSO y del uso de medidas topológicas para el control de la tensión, especialmente en la gestión de reactancias, cambios de toma de transformadores frontera y actuaciones ante escenarios de volatilidad de tensión, mediante el establecimiento de criterios claros de activación, priorización y supervisión, reduciendo los tiempos de respuesta y evitando actuaciones descoordinadas.
- r. Establecer un programa de inspecciones técnicas periódicas, que incluya, entre otros, la revisión de la certificación técnica de las instalaciones de producción, la verificación del correcto funcionamiento de los sistemas de protección tras la certificación inicial y los dispositivos para amortiguar las oscilaciones.
- s. Refuerzo del reporte de información por parte de todos los sujetos del sistema, con el fin de mejorar la transparencia y la trazabilidad de las actuaciones. Los informes remitidos al regulador por los operadores deberán jerarquizar riesgos con el fin de tener capacidad de reacción temprana ante riesgos operativos.
- t. Implantación de protocolos específicos de actuación ante oscilaciones forzadas, que incluyan mecanismos de detección, clasificación y respuesta, así como mecanismos de corrección dirigidos a las instalaciones causantes, con el fin de mitigar su impacto sobre la estabilidad del sistema y evitar la reiteración de este tipo de eventos.
- u. Reforzar los mecanismos europeos de supervisión y análisis dinámico de oscilaciones inter-área, definiendo medidas de amortiguamiento coordinadas y requisitos mínimos de capacidad de amortiguación, despliegue y ajuste de equipos (PSS, POD, FACTS, controles HVDC) y protocolos de actuación conjunta entre TSO.

- v. Impulsar el refuerzo progresivo de la capacidad y de la operación coordinada de las interconexiones, priorizando el aumento de la interconexión eléctrica con Francia
- w. Revisión de los protocolos de operación y control potencia-frecuencia, con el fin de mejorar la integración efectiva de los mercados cercanos a tiempo real, reducir la volatilidad asociada a los intercambios internacionales y reforzar la seguridad del sistema eléctrico interconectado.
- x. Impulsar la revisión del encaje de los procesos de negociación del mercado diario e intradiario europeos en los procesos de análisis de seguridad del operador del sistema.

#### **4.3. MEDIDAS DE COORDINACIÓN INSTITUCIONAL. REGULACIÓN DINÁMICA**

Las medidas propuestas en el apartado anterior deberían integrarse en un marco de coordinación con la participación de las administraciones y organismos competentes, y con mecanismos claros de seguimiento y traslado de resultados al marco regulatorio. Para ello se propone:

- a. Establecer un mecanismo estable de coordinación, mediante la constitución de un grupo de trabajo interadministrativo periódico.
- b. Atribución a la CNMC de funciones plenas sobre la aprobación de normas competencia de los reguladores nacionales con el objetivo de anticipar prioridades, clarificar responsabilidades y reforzar la coherencia y consistencia del marco regulatorio del sistema eléctrico.
- c. Garantizar que toda norma eléctrica con impacto en materiales o en la seguridad industrial cuente con la intervención del Ministerio de Industria con el fin de reforzar la coherencia regulatoria, evitar incompatibilidades técnicas y asegurar la adecuada protección y durabilidad de los equipos eléctricos.
- d. Revisar el modelo de elaboración y aprobación de la regulación técnica de detalle, con el fin de dotarlo de mayor capacidad de anticipación, coherencia y agilidad frente a la rápida evolución técnica y operativa del sistema eléctrico. Es preciso alinear los tiempos regulatorios con los tiempos físicos y operativos del sistema, habilitando mecanismos que permitan respuestas más rápidas ante riesgos emergentes, sin menoscabo de las garantías de transparencia y participación. Para ello, el sistema deberá avanzar hacia una regulación dinámica.
- e. Reforzar la colaboración de todas las administraciones y los agentes del sistema eléctrico español, para influir en el desarrollo normativo europeo, anticipándose y asegurando que las especificidades del sistema español son compatibles con la evolución esperada del mercado europeo.

## 5. OTROS SECTORES DISTINTOS AL ELÉCTRICO

### 5.1. SECTOR GASISTA

A partir del cero eléctrico las plantas de regasificación dejaron de estar operativas volviendo a recuperar su funcionamiento normal a lo largo de la tarde del mismo día 28 de abril de 2025, entre las 15h y las 2h del día siguiente. No se pudo prestar el servicio de carga de cisternas. Debido a la inoperatividad de las plantas, el gestor técnico del sistema activó el modo de extracción en los almacenamientos subterráneos, aunque finalmente no fue necesario extraer.

En relación con las conexiones con Francia, Irún tampoco estuvo en funcionamiento, mientras que Larrau mantuvo su flujo exportador, aunque dicho flujo fue algo inferior a las cantidades nominadas. Por su parte, la conexión internacional de Almería con Argelia funcionó correctamente durante todo el día.

El Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR) estuvo operativo en todo momento, aunque hubo problemas en los sistemas de comunicación de los comercializadores que no contaban con generadores eléctricos propios. No obstante, para nominar y gestionar su balance no tuvieron información completa de la demanda.

A pesar de la falta de operativa de algunas instalaciones del sistema, dado el pulmón del sistema y que la demanda de gas se redujo, se atendió toda la demanda.

En cualquier caso, a la vista de las dificultades detectadas, cabe realizar las **siguientes recomendaciones**:

- Respecto a las infraestructuras, sería necesario revisar la autonomía de operación de algunas instalaciones como parte de las plantas de regasificación o las estaciones de compresión que son básicas para el correcto funcionamiento del sistema gasista, de manera que se permita la atención a la demanda en caso de interrupción del suministro eléctrico y se pueda, a la vez, respaldar al sistema eléctrico durante un periodo de tiempo adecuado.
- Respecto a las comunicaciones entre agentes del sistema gasista, así como entre agentes de los sistemas gasista y eléctrico, sería necesario analizar y establecer canales de comunicación en escenarios donde los canales habituales puedan verse afectados.

### 5.2. SECTOR CARBURANTES

El corte general de suministro eléctrico producido el 28 de abril de 2025 en la Península Ibérica tuvo un impacto notable en el sistema de productos

petrolíferos. No obstante, no provocó desabastecimiento y el sistema fue clave para alimentar servicios de soporte de generadores en instalaciones críticas.

Las interrupciones de la producción, distribución y venta de combustibles, con cierres de refinerías y estaciones de servicio, recomendó aprobar la liberación de reservas estratégicas como medida preventiva. La recuperación paulatina del suministro eléctrico permitió restablecer ágilmente todas las operaciones.

Los impactos por actividad se resumen a continuación:

- **Refinerías y complejos petroquímicos:** Las refinerías detuvieron su actividad como consecuencia del corte eléctrico, lo que afectó temporalmente la oferta nacional de combustibles y productos derivados del petróleo. Una vez restablecido el suministro, las refinerías retomaron sus operaciones progresivamente
- **Logística de productos petrolíferos:** afectó a las operaciones logísticas relacionadas con el transporte ya que muchos sistemas de carga y descarga en los terminales de almacenamiento quedaron inoperativos. Esto, junto con la paralización del tráfico ferroviario y las carreteras congestionadas, provocó retrasos en la entrega de combustibles. No se reportaron desabastecimientos generalizados.
- **Venta de combustibles:** La comercialización de combustibles se vio afectada, con estaciones de servicio paralizadas por la falta de electricidad para surtidores (disponen de bombas eléctricas para la extracción del carburante) y sistemas de pago, lo que impidió la venta de combustibles durante varias horas. Tan solo las estaciones de servicio con sistemas autónomos de respaldo pudieron continuar con su actividad.
- **Liberación de reservas estratégicas:** se aprobó un acuerdo preventivo para liberar tres días de reservas estratégicas de productos petrolíferos (se permite a los operadores la puesta a mercado de existencias mínimas de seguridad al reducirse su obligación).
- **Abastecimiento de grupos electrógenos:** Los hospitales, al igual que otras infraestructuras críticas, cuentan con sistemas de respaldo eléctrico. Los grupos electrógenos entraron en funcionamiento sin problemas significativos, permitiendo mantener operativos los quirófanos, las UCI y otros servicios vitales. Tan solo hubo casos aislados donde los generadores presentaron fallos temporales o retrasos en la activación o problemas logísticos puntuales para abastecer de combustible a los generadores durante las primeras horas, que fueron resueltos con apoyo de los servicios de emergencia.
- **Sistemas de comunicaciones.** Otro aspecto crítico fue el fallo en las comunicaciones y su consecuente impacto en los centros de control y coordinación de operaciones, así como en los sistemas electrónicos de cobro en el comercio minorista.

No se produjeron alteraciones significativas, ni sostenidas en el abastecimiento y la cadena de suministro de combustibles logró mantener su operatividad sin que se generaran situaciones notables de desabastecimiento, ni tensiones relevantes en la oferta.

España mantiene en todo momento un volumen de existencias de seguridad para poder satisfacer la demanda nacional durante un mínimo de 92 días. Este sistema de garantía de suministro hubiera permitido afrontar una paralización temporal mayor de las refinerías, quedando asegurada la existencia de producto. No obstante, un corte eléctrico más prolongado podría haber impedido la puesta a mercado de este producto dada la limitada autonomía de algunos grupos electrógenos o la inexistencia de los mismos en determinados puntos de la cadena de suministro.

En cualquier caso, a la vista de las dificultades detectadas, cabe realizar las siguientes recomendaciones:

- Como soluciones de resiliencia se recomienda recurrir a grupos electrógenos de gran capacidad en las infraestructuras logísticas esenciales y a sistemas de bombeo y carga con capacidad de operación autónoma en las instalaciones de suministro.
- Respecto a los sistemas de comunicaciones, se sugiere implementar las medidas oportunas que permitan mantener la cobertura durante más tiempo al objeto de evitar incidencias en los centros de control y coordinación de operaciones y asegurar la disponibilidad de los sistemas de pago electrónicos.

### **5.3 SECTOR TELECOMUNICACIONES Y AUDIOVISUAL**

El incidente eléctrico del 28 de abril de 2025 puso de manifiesto vulnerabilidades críticas en las redes y servicios de comunicaciones electrónicas e infraestructuras digitales. Este incidente forma parte de una serie de situaciones de emergencia que han puesto a prueba la seguridad y resiliencia de las redes y servicios de telecomunicaciones en nuestro país desde hace varios años: principalmente, la erupción volcánica en la isla de La Palma el 9 de septiembre de 2021, la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA) en octubre de 2024, que azotó la Península y Baleares, con mayor intensidad en la vertiente mediterránea, y la caída de los centros de llamadas de emergencia de muchas comunidades autónomas en mayo de 2025.

La respuesta a estos eventos justifica novedades normativas, concretamente en materia de gestión de riesgos, notificación de incidentes y planificación preventiva de medidas ante incidencias con afectación grave, como los cortes

de energía eléctrica, a fin de reducir su impacto y asegurar la rápida recuperación de los servicios afectados.

A ello se debe añadir que el incidente de 28 de abril de 2025 reveló una interdependencia estratégica entre las infraestructuras eléctricas y las de telecomunicaciones: las redes de telecomunicaciones se vieron afectadas por la falta de suministro eléctrico y, a su vez, las dificultades asociadas a las telecomunicaciones entre los responsables de infraestructuras eléctricas complicaron la reposición del suministro eléctrico. Por ello, las medidas de resiliencia en uno de los dos sectores, además de reforzar a dicho sector, permiten también amortiguar el impacto de los incidentes en el otro sector.

### **5.3.1. PROYECTO DE REAL DECRETO SOBRE RESILIENCIA DE LAS REDES**

La CNMC ha tenido ocasión de examinar las medidas preventivas pertinentes para futuras situaciones similares con ocasión de su informe, aprobado el 16 de febrero de 2026, sobre el Proyecto de Real Decreto (PRD) sobre seguridad y resiliencia de las redes y servicios de comunicaciones electrónicas y determinadas infraestructuras digitales. (IPN/CNMC/051/25).

En dicho informe la CNMC ha valorado positivamente el PRD, ya que refuerza el marco de seguridad y resiliencia de las redes y servicios de comunicaciones electrónicas, en un contexto donde estas redes y servicios son elementos clave para asegurar la conectividad de los ciudadanos, empresas y administraciones públicas, especialmente ante emergencias y situaciones catastróficas.

Entre otros aspectos, la CNMC ha puesto en valor que el PRD adopta un enfoque integral de la seguridad y resiliencia del sector en un único texto normativo, y obliga al establecimiento de planes específicos de medidas para cada tipología de incidencias significativas que pueden afectar a las redes y servicios de comunicaciones electrónicas, considerando tanto los riesgos de origen cibernético, como de origen físico y medioambiental, así como la interrupción del suministro eléctrico o eventos meteorológicos graves.

Por lo anterior, la primera recomendación es que se complete la tramitación de este PRD y se apruebe para que los sujetos obligados procedan a implantar las medidas que contiene, especialmente la obligación de garantizar la autonomía energética de elementos esenciales de las redes, incluidos los necesarios de las redes móviles para mantener el servicio a un importante porcentaje de la población.

El informe de la CNMC incluye medidas adicionales que se comentan a continuación.

Todavía no se conoce el texto final que tendrá esta iniciativa, pero es muy probable que incluya la obligación de garantizar una autonomía energética de un cierto número de horas en numerosos elementos de la red, en situaciones de interrupción del suministro eléctrico.

En el caso de las redes de acceso móvil, garantizar el servicio durante una serie de horas para un porcentaje importante de la población es una medida muy justificada, pero de compleja y costosa implantación para los operadores de red móvil.

Por ello sería conveniente establecer hitos temporales progresivos para su implantación, además de priorizar las actuaciones sobre emplazamientos compartidos entre operadores, o la aplicación de soluciones tecnológicas alternativas económicamente más eficientes en determinadas áreas.

Al imponer el precitado PRD un criterio de cobertura exclusivamente en términos de porcentaje de población, las zonas rurales se podrían quedar previsiblemente fuera de las actuaciones correctoras y, por tanto, sin respaldo energético ante posibles catástrofes o situaciones de emergencia. Se aumentaría así el riesgo de dejar desatendidos en situaciones de emergencia a usuarios en determinadas áreas sobre las que es más difícil actuar para resolver la incidencia que en las zonas urbanas y que, además, al existir menos redundancia, son más proclives a sufrir cortes eléctricos por emergencias climáticas. Por ello, cabría valorar el establecimiento de un porcentaje de cobertura de población o emplazamientos de la red de acceso radio en zonas rurales.

La experiencia de otros países demuestra que es viable incorporar planes de itinerancia entre operadores en caso de emergencia. De este modo, en las áreas en que ello fuera necesario por la indisponibilidad de servicio en la red móvil de un operador, se podría preparar las redes para habilitar de forma rápida los servicios básicos de telecomunicaciones de los usuarios afectados mediante itinerancia en las redes de otros operadores.

Se trata de una iniciativa que puede requerir un proceso dilatado de coordinación y preparación antes de que pueda ponerse en práctica, debido a las dificultades técnicas asociadas al proceso de cierre de las tecnologías 2G/3G, pero es una medida idónea para reforzar la resiliencia de los servicios.

En este sentido, resulta especialmente relevante el reciente anuncio del regulador sueco (PTS)<sup>59</sup> de que ya se han completado todos los pasos para que pueda activarse la itinerancia nacional para situación de alerta elevada. Se han requerido más de dos años de preparativos, dado que es uno de los países europeos con mayor grado de compleción del apagado 2G/3G.

A medio y largo plazo sería conveniente analizar la posibilidad de aplicar soluciones tecnológicas de resiliencia de las redes móviles a nivel comunitario y nacional mediante redes satelitales. La preparación de la UE en la prevención y respuesta ante amenazas es un aspecto prioritario de la agenda estratégica comunitaria. De hecho, la propuesta Digital Networks Act incorpora medidas de fortalecimiento de la resiliencia en las redes y servicios de comunicaciones electrónicas.

El citado PRD califica como esenciales a las redes y servicios de comunicaciones electrónicas, así como sus infraestructuras digitales soporte, y establece la obligación de que las autoridades públicas y órganos administrativos colaboren en el restablecimiento del servicio. En caso de interrupción del suministro eléctrico, se prevé que las actuaciones de restablecimiento de este servicio se prioricen en determinadas instalaciones o infraestructuras que los operadores consideren esenciales de primer nivel y de nivel intermedio.

Desde la CNMC, se consideran positivas estas medidas, proponiéndose ampliar la casuística de operadores que puedan beneficiarse de las mismas en situaciones de emergencia, de modo que también los operadores de menor escala queden amparados por esta priorización.

Asimismo, aunque determinadas infraestructuras críticas del sector forman parte del Plan Nacional de Protección de las Infraestructuras Críticas, existirían un número mayor de instalaciones calificadas como esenciales por el PRD. Estas infraestructuras también deberían ser consideradas a la hora de priorizar el restablecimiento del servicio por las redes eléctricas.

Por último, dada la naturaleza de las obligaciones establecidas en el PRD, se considera conveniente reforzar la coordinación de la planificación de las infraestructuras de telecomunicaciones con la de las redes eléctricas.

La interdependencia estratégica entre las infraestructuras eléctricas y las de telecomunicaciones confirma que el PRD acierta al contemplar tanto los riesgos

---

<sup>59</sup> <https://www.pts.se/sakerhet-och-integritet/sakerhet-i-nat-och-tjanster/nationell-roaming-vid-hojd-beredskap/>

de origen cibernético, como de origen físico y medioambiental, exigiendo planes específicos para situaciones como la interrupción del suministro eléctrico.

En la misma línea, determinadas infraestructuras de telecomunicaciones se podrían beneficiar de una coordinación con la planificación de las redes eléctricas, que facilitaría que se las dotara de conexiones redundantes a la red eléctrica.

Del mismo modo, esa planificación coordinada permitiría identificar aspectos de los planes de contingencia que deben ser comunes.

### **5.3.2. SISTEMA DE ALERTA AUTOMÁTICA DE SEGURIDAD DE DAB+**

Dadas las ventajas que presenta el sistema de radiodifusión digital DAB+, y la existencia de un parque automovilístico con receptores compatibles, se encuentra en tramitación un Real Decreto con medidas de impulso de DAB+ dentro del Plan Técnico de la radiodifusión sonora digital terrestre. Ello constituye una oportunidad para estimular el servicio de radio digital terrestre y alinear su grado de adopción en España con el de otros países europeos.

El sistema de radiodifusión digital DAB+ permite incorporar la funcionalidad de alertas del sistema ASA (*Automatic Safety Alert*) para transmitir avisos automáticos de seguridad mediante la red de radio digital DAB+, sin requerir conexión a internet ni a redes móviles. Este sistema posibilita el envío de mensajes de emergencia a los receptores compatibles con DAB+, incluso cuando se encuentran apagados.

El proyecto ya prevé la introducción de dicho sistema de alertas, si bien se limita a indicar que (i) el gestor de la red deberá garantizar que sea capaz de transmitir alertas públicas mediante dicho sistema; y (ii) la fecha en que el sistema ASA deberá estar operativo será fijada por Orden del Ministerio de Transformación Digital y Función Pública.

La CNMC valoró positivamente este Proyecto,, por entre otras razones, incorporar la funcionalidad de alertas del sistema ASA ([IPN/CNMC/035/25](#)).

En efecto, la introducción del sistema de alertas ASA en la radiodifusión sonora digital terrestre con tecnología DAB+ supondrá un avance positivo que garantiza la difusión de alertas en situaciones de emergencia mediante un canal robusto y menos susceptible a la saturación de las redes.

La radiodifusión y, por ello, también el sistema ASA, ofrece una capa adicional de resiliencia para situaciones como el incidente del pasado 28 de abril. Además, la gran ventaja del sistema ASA es que tiene la capacidad de activarse

automáticamente en los receptores DAB+, ofreciendo avisos sonoros, de audio y de texto ante situaciones de emergencia, incluso en los receptores en modo de espera (“standby”). Por ello permitirá hacer llegar a la población avisos de emergencia localizados, sin necesidad de acceso a Internet ni red móvil, ni tampoco acceso a la red eléctrica (en los receptores con baterías o pilas).

Por ello, la implantación generalizada de DAB+ y a continuación su sistema de alertas es una recomendación esencial a la vista del incidente de 28 de abril de 2025.

Para su implementación efectiva resulta necesario que se determine el papel de las diversas entidades que deben intervenir en el envío de alertas y su responsabilidad en la interoperabilidad del sistema, así como los requisitos técnicos establecidos para las diferentes entidades.

Asimismo, deberá promoverse que los receptores que se comercialicen dispongan de las capacidades necesarias para soportar de forma eficaz la funcionalidad del sistema de alertas, a fin de que los ciudadanos dispongan de receptores compatibles. Con tal fin, cabe plantear medidas de transparencia, que garanticen que se informe claramente a los consumidores de si los receptores son o no compatibles con funcionalidades como el sistema de alertas. Pero también pueden estar justificadas obligaciones de implantación de los receptores con determinadas funcionalidades.

En esta línea, la Ley 11/2022, de 28 de junio, General de Telecomunicaciones, en consonancia con el Código Europeo de Comunicaciones Electrónicas<sup>60</sup>, ya establece que los receptores de radio de los vehículos nuevos de transporte de personas (categoría M; es decir, turismos, autocares y autobuses), destinados a la venta o alquiler en la Unión Europea, deben ser compatibles con las normas europeas (DAB/DAB+).

La propuesta de *Digital Networks Act*<sup>61</sup>, destinada a sustituir al Código, mantiene esa previsión sin requisitos adicionales. A la vista de lo expuesto sobre la contribución a la resiliencia que puede ofrecer el sistema ASA, parece recomendable que se amplíe y obligue a todo vehículo nuevo (también la categoría N de transporte de mercancías, es decir, furgonetas y camiones) a

---

<sup>60</sup> Directiva (UE) 2018/1972, de 11 de diciembre de 2018, por la que se establece el Código Europeo de las Comunicaciones Electrónicas.

<sup>61</sup> <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/digital-networks-act>

disponer de receptor compatible con las tecnologías europeas DAB/DAB+, incluido el sistema de alertas ASA.

#### **5.4. RESUMEN DE LAS RECOMENDACIONES**

Conforme a lo expuesto, las recomendaciones sectoriales en materia de telecomunicaciones y audiovisual son las siguientes:

- Completar la tramitación y aprobación del proyecto de Real Decreto sobre seguridad y resiliencia de las redes y servicios de comunicaciones electrónicas e infraestructuras digitales.
- Fijar un calendario de implantación progresiva para la garantizar la autonomía energética en redes móviles.
- Establecer un requisito de respaldo energético en zonas rurales.
- Desarrollar una facilidad de Itinerancia nacional en áreas afectadas por emergencias.
- Analizar a medio y largo plazo la contribución de la red satelital como apoyo para garantizar los servicios de comunicaciones electrónicas en situaciones de emergencia.
- Ampliar la casuística de operadores y de infraestructuras que puedan beneficiarse de la aplicación de las medidas a implementar en situaciones de emergencia.
- Reforzar la coordinación de la planificación de las infraestructuras de telecomunicaciones con la de las redes eléctricas.
- Impulsar la implantación de DAB+ junto con su sistema ASA de alerta automática de seguridad, incluyendo medidas destinadas a que los ciudadanos dispongan de receptores compatibles.

#### **5.5. SECTOR FERROVIARIO**

El incidente eléctrico del 28 de abril de 2025 evidenció la práctica dependencia total del sistema ferroviario del suministro eléctrico, si bien los sistemas de protección y seguridad funcionaron correctamente, de modo que el sistema hizo lo que está programado para hacer: pararse de forma segura ante un fallo eléctrico grave. Así, la pérdida de suministro provocó la desconexión de las subestaciones y la señalización, y a su vez, la detención automática de los trenes, sin comprometer la seguridad de viajeros ni la de la red.

No es realista, a día de hoy, dotar a toda la red ferroviaria de respaldo suficiente para operar sin red eléctrica, pues mantener trenes en circulación exige la alimentación continua a la catenaria, tensión y frecuencia estables y la sincronización de subestaciones a lo largo de cientos de kilómetros.

Las competencias de la CNMC en el sector ferroviario se concentran en síntesis en la regulación económica; la supervisión del mercado<sup>62</sup>, el acceso a la red ferroviaria y los cánones; la resolución de conflictos entre operadores y la defensa de la competencia.

La CNMC no dispone de competencia específica, como regulador del sector ferroviario, sobre la concreta cuestión de la resiliencia estructural de la red ferroviaria ante problemas en el suministro eléctrico. No obstante, entendiendo que la incidencia ferroviaria provocada por el incidente podía afectar a la percepción del usuario sobre la confiabilidad del ferrocarril y, por ende, perjudicar su competitividad como modo de transporte, la CNMC inició un análisis desde esta perspectiva. Dicho análisis se contrae a la gestión de las perturbaciones significativas del tráfico ferroviario, en las que queda interrumpido el servicio y los viajeros quedan varados en trenes o estaciones, precisando de la organización de rescates, reparaciones, reprogramaciones de servicios, etc. hasta la vuelta a la normalidad del tráfico ferroviario.

En relación con el incidente eléctrico del 28 de abril de 2025, en el marco de la investigación se ha conocido que REE comunicó la incidencia a los administradores de las infraestructuras ferroviarias alrededor de las 13:45 horas, así como la estimación de que en un plazo de seis horas se recuperaría progresivamente el suministro por zonas geográficas. El incidente afectó a un total de 1.879 servicios en la Red Ferroviaria de Interés General.

En la red convencional, debido a la mayor cantidad de estaciones y su ubicación en áreas pobladas y accesibles, los viajeros fueron evacuados de los trenes por sus propios medios.

En la red de alta velocidad operaban 51 trenes de larga distancia y 13 de media distancia que requirieron asistencia. ADIF y RENFE desplegaron locomotoras para operaciones de rescate. Las tareas de evacuación y auxilio de los trenes, exceptuando los 16 que se encontraban en estaciones, se prolongaron durante más de cuatro horas. Los viajeros de 2 trenes permanecieron a bordo en plena vía durante la noche.

Todos los servicios programados el resto del día 28 (cerca de 300 en la red de larga distancia) fueron cancelados. El suministro se restableció a las 7:00 horas del día 29, pero la recuperación de equipos e instalaciones generó retrasos superiores a 2 horas en casi 100 servicios de alta velocidad, y provocó la

---

<sup>62</sup> La CNMC realiza informes trimestrales y anuales sobre el funcionamiento del mercado ferroviario (viajeros y mercancías), precios, cuotas y efectos de la liberalización

supresión de más de 70 servicios, lo que afectó a unos 30.000 viajeros de servicios comerciales.

Unos 61.000 viajeros se encontraban en trenes que prestaban servicios sujetos a obligaciones de servicio público (OSP) cuando se produjo el incidente, y cerca de 3.000 servicios fueron cancelados entre el 28 y el 29 de abril, afectando a 1,4 millones de personas. La recuperación del servicio el día 29 fue lenta, especialmente en las Cercanías, por la necesidad de retirar los trenes que ocupaban las vías y trasladar maquinistas. Al final del día, la mayor parte del tráfico había vuelto a la normalidad.

La normativa vigente aborda la gestión de incidencias ferroviarias que perturban significativamente el tráfico ferroviario, como es el caso de la provocada por el incidente eléctrico del 28 de abril. Así, el marco normativo establece que *“el administrador de infraestructuras ferroviarias adoptará todas las medidas necesarias para restablecer la situación de normalidad a la mayor brevedad posible”* y que *“las empresas ferroviarias estarán obligadas a poner a disposición del administrador de infraestructuras ferroviarias los recursos que éste estime apropiados en cada caso y a prestarle la colaboración que les sea requerida”*<sup>63</sup> (artículo 37 de la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del Sector Ferroviario).

Tanto los administradores como las empresas ferroviarias deben contar con planes de contingencias -con la descripción de la respuesta a incidentes que reducen la capacidad de la infraestructura-, y con planes de emergencia -con la descripción de la respuesta a situaciones que suponen un peligro o un riesgo inaceptable para personas, bienes o el medio ambiente y requieren medidas extraordinarias e inmediatas-. Los planes de contingencia de las empresas ferroviarias deben estar acordados con el administrador de infraestructuras (artículo 13.3.I) del Real Decreto 929/2020 sobre seguridad operacional e interoperabilidad ferroviarias), y los planes de emergencia deben estar *“acordados con las autoridades públicas pertinentes”* y contemplar *“la coordinación de los procedimientos de emergencia del administrador de infraestructuras con todas las empresas ferroviarias que operen en su infraestructura y con los servicios de emergencia, para facilitar la rápida intervención de los servicios de rescate, y con cualquier otra parte que pueda*

---

<sup>63</sup> A este respecto el artículo 6.2. del Real Decreto 929/2020, de 27 de octubre, sobre seguridad operacional e interoperabilidad ferroviarias señala que por *“la utilización de dichos recursos, se satisfará a las empresas ferroviarias que no hayan sido las causantes de la perturbación en el tráfico ferroviario, la correspondiente contraprestación, que se calculará conforme a lo establecido en la correspondiente orden del Ministro de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, salvo que exista acuerdo previo entre las partes afectadas. En su desarrollo, esta orden deberá ser informada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A día de hoy, esta norma no se ha aprobado.*

*verse implicada en una situación de emergencia*” (artículos 13.3.j) y 13.5 del Real Decreto 929/2020)<sup>64</sup>.

Además, el artículo 20.6 del Reglamento (UE) 2021/782 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de abril de 2021, sobre los derechos y las obligaciones de los viajeros de ferrocarril establece que las empresas ferroviarias coordinarán con el administrador de estaciones y el administrador de infraestructuras la preparación de los planes de emergencia ante la posibilidad de perturbaciones graves y retrasos importantes que bloqueen a un número considerable de viajeros en la estación. Y el Real Decreto 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades que puedan dar origen a situaciones de emergencia exige que, entre otras instalaciones, las estaciones con ocupación igual o superior a 1.500 personas, los túneles con longitud igual o superior a 1.000 metros y las instalaciones logísticas donde haya estacionamiento de mercancías peligrosas dispongan de planes de autoprotección.

En relación con los derechos de los viajeros, el artículo 89 del Reglamento del Sector Ferroviario aprobado por Real Decreto 2387/2004, de 30 de diciembre establece que, en caso de interrupción del viaje, la empresa ferroviaria debe proporcionar gratuitamente al viajero, a la mayor brevedad posible, el transporte en otro tren o en otro modo de transporte, sin coste adicional, y que, si la duración de la interrupción excede una hora, la empresa ferroviaria deberá asumir los gastos de manutención y hospedaje del viajero durante el tiempo que dure la incidencia. El artículo 20 del Reglamento (UE) 2021/782 vincula la obligación de avituallamiento a que estén *“disponibles en el tren o en la estación o si pueden razonablemente suministrarse teniendo en cuenta factores tales como la distancia del suministrador, el tiempo necesario para el suministro y el coste”*, y añade que, si el tren se encuentra bloqueado en la vía, la empresa ferroviaria debe procurar gratuitamente *“transporte del tren a la estación de ferrocarril, al lugar de partida alternativo o al destino final del servicio, siempre y cuando sea físicamente posible”*.

El Reglamento (UE) 2021/782 también establece la obligación de las empresas ferroviarias y los gestores de las estaciones de informar a los viajeros sobre el

---

<sup>64</sup> El artículo 58.6 de la Ley del Sector Ferroviario también se refiere a esta cuestión y establece que los planes de emergencia de administrador y empresas ferroviarias deben estar coordinados para la prestación de la asistencia a los viajeros regulada en el artículo 20 del Reglamento 2021/782 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de abril de 2021, sobre los derechos y las obligaciones de los viajeros de ferrocarril. Este artículo trata sobre la asistencia al viajero en caso de retraso de la salida o de la llegada, o de cancelación del servicio.

retraso en la salida o llegada del tren, o sobre su cancelación, en cuanto la información esté disponible.

Pues bien, dado el marco normativo que regula las obligaciones de los administradores de infraestructuras y las empresas ferroviarias en los casos de perturbaciones significativas del tráfico, la CNMC proseguirá con su análisis desde el ámbito competencial antes mencionado.

## 6. CONCLUSIONES

1. El sistema eléctrico peninsular ha experimentado una transformación profunda. La rápida descarbonización del parque generador, liderada por España, ha coincidido con un desarrollo más lento de la demanda eléctrica, de la flexibilidad y de la adaptación de las redes, lo que ha incrementado la complejidad operativa y la necesidad de nuevas medidas técnicas y normativas.
2. Al mismo tiempo, la construcción del mercado eléctrico europeo —cada vez más integrado, complejo y orientado al corto plazo— ha exigido una adaptación normativa continua que ha avanzado, con frecuencia, sin la debida coordinación con las necesidades físicas del sistema. La limitada interconexión con Francia es un ejemplo de ello.
3. En paralelo hay una demanda no atendida, por falta de capacidad de acceso a la red, por múltiples motivos que, de estar presente en el sistema eléctrico a día de hoy, contribuiría a una mayor estabilidad de las tensiones. En este ámbito, la CNMC está trabajando en el ámbito de sus competencias en medidas regulatorias y de transparencia.
4. La investigación del incidente del 28 de abril de 2025 llevada a cabo a partir de la información de los principales agentes del sector eléctrico implicados, ha permitido identificar líneas de mejora para dar respuesta a las necesidades actuales del sector eléctrico y dotarlo de mayor robustez. Sobre estas mejoras realiza la CNMC recomendaciones en el presente documento, sin perjuicio de señalar que el sistema eléctrico disponía en el momento del incidente de herramientas normativas y regulatorias, así como mecanismos para garantizar el suministro.
5. 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.
6. Igualmente, los operadores del sistema y los operadores del mercado en Europa deben llegar a mayores niveles de consenso en las propuestas y en coordinación temprana, asegurando que el desarrollo de mercados competitivos no va en detrimento de la seguridad.

7. En la actualidad, el principal desafío es hacer frente a una mayor volatilidad de las tensiones, cuestión que debe ser abordada, para contribuir a la estabilidad del sistema.

Es necesario implementar medidas que ayuden a mitigar los cambios bruscos de tensión y analizar la evolución del resto de parámetros del sistema desde el punto de vista del impacto que provocan en las variaciones de tensión. Para ello ha de definirse la “volatilidad aceptable” mediante la utilización de métricas de voltaje más sofisticada. Deben considerarse igualmente criterios técnicos de calidad de la onda para valorar el acceso a la red.

8. Además de las modificaciones de los procedimientos de operación sobre la gestión de los mercados, se ha solicitado a las instalaciones de tecnología RECORE posteriores a la Orden TED/749/2020 una limitación de sus rampas de producción; cabría la posibilidad de plantearse la extensión de la aplicación de las rampas al resto de instalaciones, incluso a las instalaciones conectadas a la red de distribución.
9. Se están abordando cuestiones como los tiempos de respuesta o la metodología para verificar el servicio de control de tensión para hacerlo más efectivo frente a la variabilidad de las tensiones que complementarían la actualización ya realizada en junio de 2025 en el PO 7.4 que va a permitir aprovechar mejor la capacidad técnica de todo el parque generador aportando control de tensión dinámico mediante consignas. Se encuentra en curso el proceso de habilitación de las centrales para la prestación del servicio en la modalidad de seguimiento de consigna, resultando crucial que un número significativo de instalaciones resulten habilitadas para que la medida se muestre efectiva. En este ámbito, cabría plantearse el establecimiento de un marco que permita el exigir una prestación del servicio de control de tensión más dinámico a las instalaciones RECORE.
10. Otros recursos de generación y absorción de potencia reactiva para el control de tensión, como la gestión de reactancias y los cambios de toma de transformadores, precisan adecuarse a un contexto de variabilidad de las tensiones y deben realizarse coordinadamente entre los gestores de red de transporte y distribución.
11. La coordinación entre gestores debe ser fortalecida en un sentido amplio que mejore la comunicación, la gestión conjunta (por ejemplo, de defensa y reposición) y la visibilidad operativa (entre gestores de red y entre los centros de control). Los operadores de las redes de distribución en la medida que sus redes son cada vez más dinámicas han de jugar un papel especialmente relevante y proactivo, también en la estabilidad de la red de transporte.
12. Para posibilitar una operación más coordinada del sistema, es preciso garantizar a los gestores de la red un acceso más directo a las telemidas, siendo importante que se finalice el desarrollo del Reglamento (UE) 2017/1485 relativo a la red observable y los límites de potencia que determinan la obligación para remitir telemidas. La disponibilidad de información inmediata sobre instalaciones de pequeña potencia permitiría

mejorar la capacidad de prever la demanda, estimar las reservas y gestionar la red en situaciones exigentes. Este desarrollo debe realizarse teniendo en cuenta criterios de eficiencia económica y proporcionalidad.

13. Las infraestructuras de evacuación compartidas por varios sujetos productores que han proliferado en los últimos años añaden complejidad en la determinación de los parámetros técnicos con los que deben operar las instalaciones. Es necesario establecer de forma precisa las responsabilidades que estos agentes deben asumir, valorando asimismo la posibilidad de ceder estas infraestructuras a un gestor de red para asegurar la seguridad operativa.
14. Lo anterior es especialmente relevante teniendo en cuenta que la normativa vigente exige que los requisitos de conexión de las instalaciones de generación y los requisitos de generación/absorción de potencia reactiva deben cumplirse en el punto de conexión a la red. Sin embargo los protocolos que se han desarrollado para certificar que estas instalaciones conectadas a través de una instalación compartida cumplen con el Reglamento (UE) 2016/631 y su normativa de desarrollo a nivel nacional, reconocen la complejidad de obligar a estas instalaciones a dimensionarse considerando los flujos eléctricos hasta el punto de conexión aguas arriba existiendo un procedimiento alternativo que permite certificar el cumplimiento de los requisitos en las barras de central (definidas a estos efectos como el punto eléctrico más próximo al punto de conexión no compartido con otro proveedor). La regulación sobre los requisitos de conexión y control de tensión debe garantizar su coherencia a todos los niveles y ser conocida por los sujetos.
15. La normativa eléctrica desarrollada para la implementación de los códigos de red europeos exige que las instalaciones de generación en su ámbito de aplicación soporten de forma indefinida tensiones entre 360–435 kV, mientras que la normativa de seguridad industrial establece otros límites de aislamiento, fijando 420 kV como la tensión máxima permanente admisible en redes de 400 kV. De ello se infiere que las plantas pueden superar la capacidad de aislamiento normalizada de los equipos. También existe divergencia en la definición de la temporalidad de las sobretensiones entre ambas normativas. Se debería armonizar a nivel europeo y nacional los niveles de tensión de operación del sistema, debiendo establecerse un margen suficiente entre los niveles que deben soportar las instalaciones sin desconectarse, respecto a los que corresponden a la operación normal.
16. Por otra parte, es aconsejable que estos sistemas de protección sean objeto de un programa periódico de inspecciones específicas y que se verifique el funcionamiento posterior de las instalaciones tras su certificación inicial. Este refuerzo de la supervisión en el plano técnico también es necesario en lo referente al reporte de información por parte de todos los sujetos del sistema: los titulares de las instalaciones respecto de sus parámetros técnicos, y los operadores del sistema y del mercado respecto de los análisis que deben

llevar a cabo y que deben notificar a las autoridades competentes. La transparencia y rigor en la información es un elemento clave para trabajar con rapidez en las medidas que permitan dar solución a los riesgos que se identifiquen.

17. Es necesario mejorar la claridad y sistematización de las normas y avanzar hacia una regulación más dinámica orientada a integrar nuevos servicios y tecnologías. Adicionalmente, la diversidad competencial hace necesario reforzar los mecanismos de coordinación institucional y atribución funcional para dotar a la normativa de una mayor robustez en los términos indicados en este informe.
18. Este informe contiene también recomendaciones en sectores distintos al eléctrico. Así en el sector gasista, destaca la necesidad de revisar la autonomía de operación de algunas instalaciones como parte de las plantas de regasificación o las estaciones de compresión, de manera que se permita la atención a la demanda gasista, estableciendo también canales alternativos de comunicación en caso de interrupción del suministro eléctrico. En el sector de carburantes, se recomiendan soluciones de resiliencia orientadas a recurrir a grupos electrógenos de gran capacidad en las infraestructuras logísticas esenciales y a sistemas de bombeo y carga con capacidad de operación autónoma en las instalaciones de suministro. Se sugiere implementar medidas para disponer de sistemas de comunicaciones y de pago alternativos. En el sector de telecomunicaciones y audiovisual, se recomienda completar la tramitación y aprobación del Proyecto de Real Decreto sobre seguridad y resiliencia de las redes y servicios de comunicaciones electrónicas e infraestructuras digitales, así como acoger las recomendaciones efectuadas por la CNMC en su informe sobre el citado proyecto, IPN/CNMC/051/25. También se hace necesario reforzar la coordinación de la planificación de las infraestructuras de telecomunicaciones con la planificación de las redes eléctricas e impulsar la implantación de DAB+ junto con su sistema ASA de alerta automática de seguridad. Finalmente se incluyen actuaciones en el sector ferroviario.

**El presente informe contiene las propuestas regulatorias de la CNMC desde una perspectiva consultiva, de conformidad con el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y se emite sin perjuicio del resto de actuaciones que resulten procedentes en el marco de la investigación abierta sobre el incidente.**

## ANEXO: Coordinación para ejecutar el Plan de actuación previsto en este informe

MEDIDAS	OS	CNMC	MITERD	DSO	EMPRESAS
a. Seguimiento de las medidas urgentes ya implantadas, en particular las relativas a la limitación de rampas de producción, el refuerzo de la firmeza de los programas y las modificaciones temporales de los procedimientos de operación, evaluando su eficacia real sobre la estabilidad de la tensión y en su caso ampliación a otras instalaciones	x	x			
b. Impulso efectivo de la habilitación de instalaciones para el seguimiento de consignas de control de tensión en tiempo real, especialmente de generación renovable, como paso necesario para avanzar hacia un control dinámico de la tensión más eficaz.	x	x			x
c. Revisión de la normativa de control de tensión, para adecuar los tiempos de respuesta, los criterios de verificación del cumplimiento y los esquemas de prestación del servicio a escenarios de variabilidad rápida de la tensión y analizar y, en su caso, avanzar de forma gradual en la ampliación del ámbito de aplicación del seguimiento de consignas de control de tensión, evaluando su extensión a otras instalaciones.	x	x			
d. Impulsar ante ACER y la Comisión Europea la revisión del encaje de los procesos de negociación del mercado diario e intradiario europeos en los procesos de análisis de seguridad del operador del sistema, en particular,			x		

MEDIDAS	OS	CNMC	MITERD	DSO	EMPRESAS
la adaptación de los horarios de los mercados para que puedan ser compatibles con una operación física resiliente.					
e. Supervisión de las herramientas de control de tensión implantadas, mejorando la transparencia para evaluarlas conjuntamente y a futuro, especialmente evaluando la obligatoriedad del RECORE de proporcionar una prestación dinámica.	x	x			
f. Continuar con la revisión de la normativa del acceso de la demanda profundizando en un marco unificado que dé respuesta a los demandantes de capacidad en el corto plazo.		x	x		
g. Armonización entre normativa eléctrica y normativa de seguridad industrial, a nivel europeo y nacional, evitando exigencias técnicas que puedan ser incompatibles con los límites de diseño y aislamiento de los equipos.			x		
h. Incorporación explícita de la volatilidad de la tensión como criterio de seguridad, definiendo métricas y umbrales de “volatilidad aceptable” e integrándolos en los procedimientos de operación y en los análisis de seguridad.			x		
i. Clarificación del régimen jurídico y técnico de las infraestructuras comunes de evacuación (ICE), definiendo responsabilidades, requisitos de diseño, medición y supervisión, así como posibles alternativas de gestión. Valorar la posibilidad de ceder estas infraestructuras a un gestor de red para unificar criterios y responsabilidades en el punto de conexión.			x		

MEDIDAS	OS	CNMC	MITERD	DSO	EMPRESAS
j. Revisar los escenarios de estudio de los planes de deslastre de demanda para tener en cuenta escenarios de sobretensiones sistémicas y situaciones en las que las bolsas de demanda a deslastrar pueden conllevar pérdida de generación renovable que estaba ayudando al sistema generando o absorbiendo reactiva.			x		
k. Mejora de la observabilidad del sistema, avanzando en el desarrollo del Reglamento (UE) 2017/1485 en relación con la red observable, el acceso a telemedidas por parte de los gestores de red y la visibilidad de la generación distribuida de pequeña potencia. Este desarrollo debe realizarse teniendo en cuenta criterios de eficiencia económica y proporcionalidad, de modo que la frecuencia, granularidad y tecnología empleada para el envío de información en instalaciones de pequeña potencia no tiene por qué ser equivalente a la exigida a las grandes instalaciones.		x	x		
l. Armonización normativa en materia de puntos de referencia eléctricos (barras de central, punto de conexión, punto frontera), con el fin de reducir ambigüedades y garantizar coherencia entre las medidas, la liquidación de energía, requisitos de conexión y prestación de servicios.		x	x		
m. Integrar en una única norma los niveles de tensión que deben soportar las instalaciones sin desconectarse, estableciendo un margen suficiente respecto a los que corresponden a la operación normal			x		
n. Revisión y modernización de los planes de defensa y reposición, incorporando las lecciones aprendidas del incidente, reforzando las pruebas reales de arranque autónomo. Los distribuidores y transportistas	x		x	x	

MEDIDAS	OS	CNMC	MITERD	DSO	EMPRESAS
necesitan garantizar el telemando y resolver los problemas de la falta de comunicación si no se dispone de fluido eléctrico durante un tiempo prolongado y en particular en situaciones de emergencia.					
o. Mejora de la disponibilidad de información para el análisis de incidentes, asegurando el cumplimiento de las obligaciones existentes de registro, conservación y remisión de oscilografías y datos de perturbación.	x	x	x	x	x
p. Impulsar un debate continuo sobre la evolución a largo plazo de las necesidades de la operación del sistema y de los requisitos de las instalaciones para adaptarse a un contexto caracterizado por una elevada penetración de tecnologías basadas en electrónica de potencia, por dinámicas operativas más rápidas y menos predecibles y por una interacción cada vez más intensa entre redes, mercados y servicios del sistema.	x	x	x	x	x
q. Refuerzo de la coordinación operativa TSO–DSO y del uso de medidas topológicas para el control de la tensión, especialmente en la gestión de reactancias, cambios de toma de transformadores frontera y actuaciones ante escenarios de volatilidad de tensión, mediante el establecimiento de criterios claros de activación, priorización y supervisión, reduciendo los tiempos de respuesta y evitando actuaciones descoordinadas.	x			x	
r. Establecer un programa de inspecciones técnicas periódicas, que incluya, entre otros, la revisión de la certificación técnica de las instalaciones de producción y la verificación del correcto funcionamiento de los sistemas de protección tras la certificación inicial y los dispositivos para amortiguar las oscilaciones.	x			x	

MEDIDAS	OS	CNMC	MITERD	DSO	EMPRESAS
s. Refuerzo del reporte de información por parte de todos los sujetos del sistema, con el fin de mejorar la transparencia y la trazabilidad de las actuaciones. Los informes remitidos al regulador por los operadores deberán jerarquizar riesgos con el fin de tener capacidad de reacción temprana ante riesgos operativos.	x	x	x	x	x
t. Implantación de protocolos específicos de actuación ante oscilaciones forzadas, que incluyan mecanismos de detección, clasificación y respuesta, así como mecanismos de corrección dirigidos a las instalaciones causantes, con el fin de mitigar su impacto sobre la estabilidad del sistema y evitar la reiteración de este tipo de eventos.	x		x	x	
u. Reforzar los mecanismos europeos de supervisión y análisis dinámico de oscilaciones inter-área, definiendo medidas de amortiguamiento coordinadas y requisitos mínimos de capacidad de amortiguación, despliegue y ajuste de equipos (PSS, POD, FACTS, controles HVDC) y protocolos de actuación conjunta entre TSO.	x	x	x		
v. Impulsar el refuerzo progresivo de la capacidad y de la operación coordinada de las interconexiones, priorizando el aumento de la interconexión eléctrica con Francia	x	x	x		
w. Revisión de los protocolos de operación y control potencia-frecuencia, con el fin de mejorar la integración efectiva de los mercados cercanos a tiempo real, reducir la volatilidad asociada a los intercambios internacionales y reforzar la seguridad del sistema eléctrico interconectado.	x	x			

<b>MEDIDAS</b>	<b>OS</b>	<b>CNMC</b>	<b>MITERD</b>	<b>DSO</b>	<b>EMPRESAS</b>
x. Impulsar la revisión del encaje de los procesos de negociación del mercado diario e intradiario europeos en los procesos de análisis de seguridad del operador del sistema.	x	x			