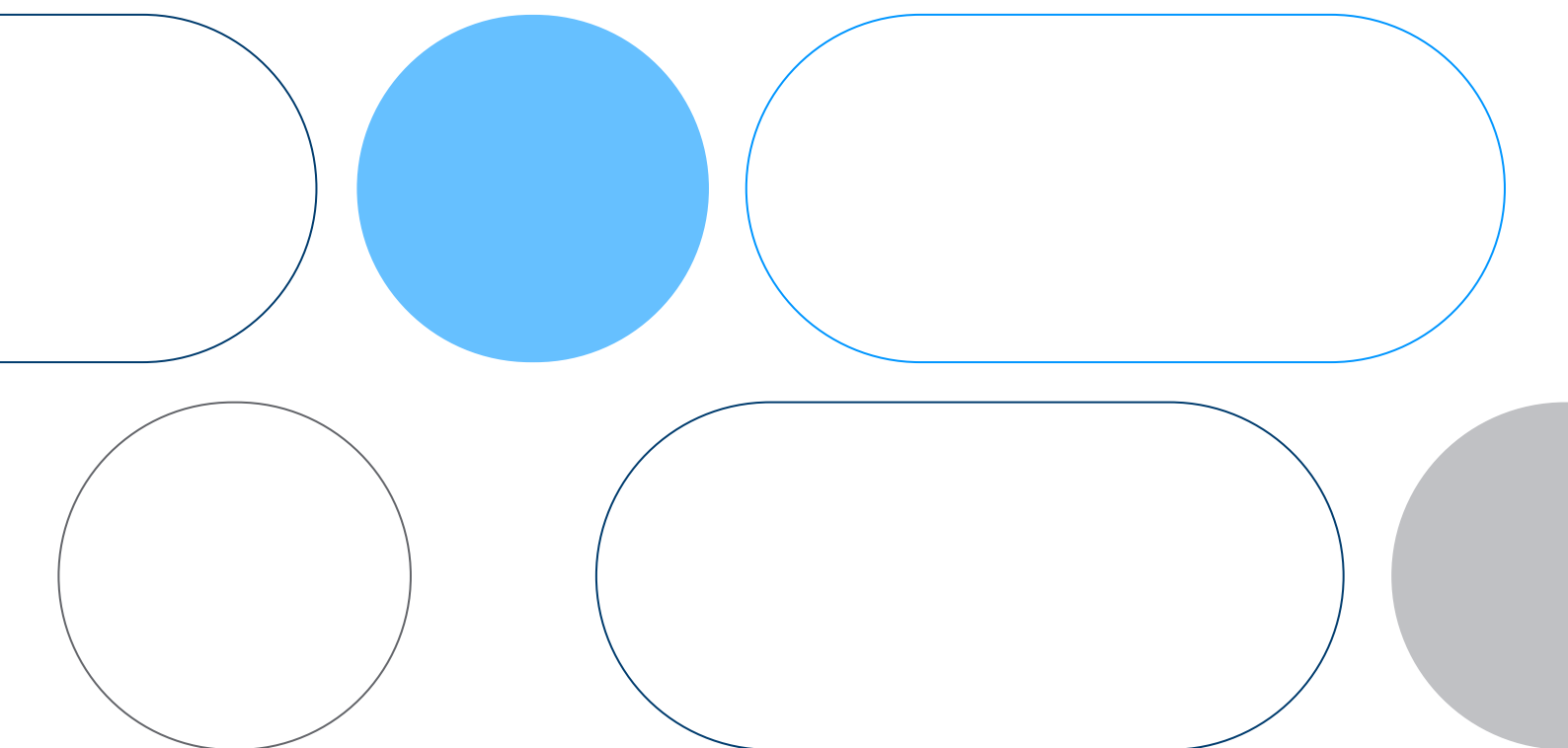


Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo PO 1.7

Respuesta a los mandatos al operador del
sistema de los apartados a), b) y c) del
Artículo 4.1 del RD 997/2025.

Dirección General de Operación

24 de abril de 2026



Índice

1	Objeto.....	3
2	Contexto y alcance de la consulta pública.....	3
3	Propuesta de modificación	5
3.1	Procedimiento de Operación 1.1: Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.....	5
3.2	Procedimiento de Operación 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema	6
3.3	Procedimiento de Operación 8.2: Operación del sistema de producción y transporte.....	6
3.4	Procedimiento de Operación 11.1: Criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español y criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección	9
3.5	Procedimiento de Operación 1 SENP: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares.....	10
3.6	Procedimiento de Operación 8.2 SENP: Criterios de Operación.....	11
4	Propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7: Limitación de las rampas máximas de variación de la potencia activa de las instalaciones de generación	12

1 Objeto

El presente documento tiene por objeto fundamentar las propuestas de revisión y modificación de los Procedimientos de Operación 1.1, 1.4, 8.2, 11.1 y SENP 1 y 8.2, así como la propuesta de un nuevo Procedimiento de Operación 1.7, de conformidad con la revisión mandatada en los apartados a), b) y c) del artículo 4.1 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico:

“Artículo 4. Mandatos al operador del sistema en relación con la crisis de electricidad del 28 de abril.

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

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

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

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

[...]

2 Contexto y alcance de la consulta pública

En atención a los mandatos establecidos en los apartados del Real Decreto 997/2025 previamente citados y dentro del plazo de tres meses otorgado para su cumplimiento, el Operador del Sistema remitió en febrero de 2026 al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC un conjunto de análisis y propuestas de modificaciones normativas. Dicho envío incluyó, en particular:

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo PO 1.7

- Un análisis y propuesta de cambios normativos relativos a la instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización PSS o estabilizador del sistema de potencia POD para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia,
- Un análisis y propuesta de cambios normativos para el establecimiento de una nueva regulación de la respuesta ante la velocidad de variación de la tensión, y
- Un análisis de los requisitos aplicables a la inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción.

Los referidos análisis incorporaban asimismo la identificación de los apartados específicos de la normativa vigente que debían ser objeto de revisión, de acuerdo con las conclusiones alcanzadas. Sobre esta base, el Operador del Sistema ha venido trabajando desde entonces en la elaboración de las correspondientes propuestas normativas destinadas a materializar los cambios identificados y previamente trasladados al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

Como resultado de estos trabajos, se somete a consulta pública un primer paquete de propuestas de revisión de Procedimientos de Operación existentes (PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1 y SENP 1 y 8.2) y de un nuevo Procedimiento de Operación (PO 1.7), cuya aprobación se encuentra comprendida dentro del ámbito competencial del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En el marco de dicha respuesta a los mandatos establecidos, el Operador del Sistema puso igualmente de manifiesto la necesidad de acometer modificaciones en el Procedimiento de Operación 12.2. No obstante, estas modificaciones no se incluyen en la presente consulta pública, al considerar que las materias a las que se refieren quedan cubiertas por 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, sometido a trámite de Audiencia e Información Pública por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico entre el 24 de febrero de 2026 y el 16 de marzo de 2026.

Los restantes Procedimientos de Operación afectados por los análisis derivados de los mandatos establecidos en los apartados a), b) y c) del artículo 4.1 del Real Decreto 997/2025, cuya competencia corresponda a la CNMC, así como aquellos que puedan derivarse de los análisis futuros asociados al resto de mandatos previstos en dicho artículo, serán objeto de tramitación diferenciada y se someterán a los correspondientes procesos de consulta pública en una fase posterior.

3 Propuesta de modificación

3.1 Procedimiento de Operación 1.1: Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico

Los cambios realizados sobre el PO 1.1 responden a los análisis realizados en respuesta a los mandatos b) y c) del RD 997/2025, en los que se solicita al OS realizar un análisis de la regulación de respuesta a la velocidad de variación de la tensión y de la respuesta de las instalaciones de producción a los requisitos de inyección de potencia en la red, respectivamente.

Las propuestas de modificación del PO 1.1 incluyen los siguientes aspectos:

- En el apartado 2, se amplía la definición del ámbito de aplicación de los criterios de seguridad utilizados en los procesos de programación y operación del sistema eléctrico peninsular, extendiéndolos a todas las instalaciones de la red gestionada por el Operador del Sistema, lo que implica incorporar no solo instalaciones de producción, sino también instalaciones de generación asociada a autoconsumo, demanda y de almacenamiento.
- En el apartado 4.1, se incorpora la velocidad de variación de la tensión en los nudos de la red como nuevo parámetro de supervisión del estado del sistema eléctrico. Hasta ahora, el control de seguridad se basaba únicamente en la tensión en los nudos desde un punto de vista estático. Los requisitos asociados a dicha variación dinámica se establecen en la propuesta de modificación del PO 1.4.
- En el apartado 4.3.2.d) del PO 1.1, se incluye el seguimiento conjunto de la variación de tensiones en nudos representativos de la red de transporte, con el fin de acreditar el cumplimiento de los umbrales establecidos en el PO 1.4, tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia, garantizando así la compatibilidad de las instalaciones con la red gestionada por el Operador del Sistema.
- Se incorpora en el apartado 4.4, con carácter de medida extraordinaria y a criterio del Operador del Sistema, la posibilidad de solicitar la desconexión de aquellas instalaciones cuyo comportamiento pueda comprometer la seguridad del sistema eléctrico. Entre dichos comportamientos se incluyen, a modo de ejemplo, la inyección de potencia reactiva que pueda comprometer el cumplimiento de los umbrales de tensión en nudos de la red de transporte, así como la introducción en el sistema de oscilaciones de cualquier naturaleza.
- Finalmente, se añade en la tabla 4.5 el criterio de seguridad de la no situación de riesgo de colapso de tensión ante fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.

3.2 Procedimiento de Operación 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema

Los cambios realizados sobre el PO 1.4 responden también a los análisis realizados en respuesta a los mandatos b) y c) del RD 997/2025.

Las propuestas de modificación del PO 1.4 incluyen los siguientes aspectos:

- En el apartado 3.2, se definen los requisitos aplicables al nuevo parámetro de supervisión del sistema eléctrico basado en la variación de la tensión en los nudos de la red, incorporado en el PO 1.1. Dichos requisitos establecen como variable de control la desviación típica de las variaciones de tensión, calculadas cada 15 segundos en cada nudo del conjunto representativo y evaluadas a lo largo de cada día. Esta variable, normalizada respecto a los valores de tensión nominal de cada nudo, deberá cumplir en todo momento los umbrales máximos establecidos.
- Se incorpora un nuevo apartado 3.6, *Inyección de potencia en la red*, para incluir, entre las condiciones técnicas de entrega de la energía por parte de las instalaciones conectadas a la red de transporte, aquellas relativas a la no inyección de oscilaciones adversas y al cumplimiento de los requisitos de calidad de onda.
- Lo anterior se completa con un nuevo apartado 4, *Medidas a tomar por el Operador del Sistema*, que establece la potestad del OS para requerir la desconexión de instalaciones, así como para emitir las instrucciones necesarias para reducir su intercambio de energía con la red, en el caso de que incumplan los requisitos del apartado 3.6 o superen los umbrales asociados al parámetro de supervisión definido en el apartado 3.2, cuando dicho comportamiento pueda comprometer la seguridad del sistema eléctrico.

Se especifica además que, en caso de que no sea posible la desconexión de la instalación o que requiera un tiempo superior al necesario por seguridad, el OS podrá proceder a la desconexión de la instalación en cuestión aplicando para ello los medios que tenga disponibles, aunque esto pueda implicar una afectación sobre la evacuación de otras instalaciones diferentes a la que se requiere desconectar.

3.3 Procedimiento de Operación 8.2: Operación del sistema de producción y transporte

Para garantizar la correcta ejecución de la medida excepcional consistente en la emisión de instrucciones por parte del Operador del Sistema para la desconexión de instalaciones cuyo funcionamiento pueda poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, resulta necesario que los centros de control de generación y de demanda dispongan de la capacidad técnica y operativa para emitir y ejecutar dichas órdenes.

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo PO 1.7

En consecuencia, se considera necesario revisar el procedimiento que establece los requisitos generales aplicables a los centros de control que intercambian información en tiempo real con el Operador del Sistema (PO 8.2), con el fin de asegurar la adecuada implantación de estas funcionalidades y la efectiva ejecución de las instrucciones emitidas en situaciones que puedan comprometer la seguridad del sistema.

Cabe señalar que el Operador del Sistema se encuentra actualmente trabajando en un nuevo procedimiento de operación, que sustituya al PO 8.2, destinado a definir en detalle los requisitos que deben cumplir los centros de control, incluidos los centros de control de generación y demanda, los centros de control de los gestores de las redes de distribución y los centros de control delegados, para su habilitación en el intercambio de información en tiempo real con el Operador del Sistema, la ejecución de maniobras en instalaciones frontera transporte/distribución y la operación local de las instalaciones. Dichos requisitos abarcan no solo los aspectos relativos a la infraestructura y a los sistemas técnicos, sino también a las capacidades y cualificación del personal que integra estos centros de control. La futura aprobación del nuevo PO de centros de control implicará la derogación del PO 8.2.

No obstante, y con el fin de posibilitar la aplicación efectiva de los cambios derivados de los mandatos establecidos en el RD 997/2025, se considera necesario avanzar ya una propuesta que incluya las modificaciones más relevantes del PO 8.2, que requieren ser aplicadas y aprobadas de manera conjunta con las modificaciones de los PPOO 1.1 y 1.4. Estas modificaciones serán trasladadas y completadas en el futuro en el nuevo procedimiento de operación específico de centros de control.

Las modificaciones que introduce la propuesta de PO 8.2 sometida a consulta pública son las siguientes:

- Se actualiza el ámbito de aplicación establecido en el apartado 3, con el fin de alinearlos con las obligaciones previstas en la normativa en materia de intercambio de información en tiempo real con el Operador del Sistema. A tal efecto, se establece que dicho intercambio de información en tiempo real, previsto en el PO 9.2 para las instalaciones de producción, generación asociada a autoconsumo, demanda y almacenamiento, deberá realizarse, en todos los casos, a través de un centro de control de generación y demanda.
- En el apartado 4 se introduce la diferenciación entre el centro de control de generación y demanda (CCGD) y el centro de control del gestor de la red de distribución (CC GRD), dado que las responsabilidades y obligaciones asociadas a cada uno de ellos son diferentes, en función de las funciones que desempeñan.
- En el apartado 5, se introduce la obligación de que los centros de control de generación y demanda (CCGD) dispongan de la capacidad técnica para ejecutar las órdenes de telemando de apertura de interruptor de instalación emitidas por el Operador del Sistema en un tiempo inferior a un minuto, con el fin de posibilitar la aplicación efectiva de las medidas contempladas en los PPOO 1.1 y 1.4.

A pesar de no establecerse explícitamente en el propio PO 8.2, en el caso de que algún centro de control de generación y demanda (CCGD) no dispusiera de dicha capacidad sobre algunas instalaciones, el OS propone establecer un plazo de entre dos y tres meses para su adecuación, con el fin de garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos. Este plazo deberá especificarse en la Resolución por la que se aprueben los Procedimientos de Operación objeto de esta consulta.

Asimismo, en el apartado 5 se alinean los requisitos de intercambio de información en tiempo real con lo establecido en el PO 9.2 y en la Especificación Técnica de los enlaces entre centros de control para el intercambio de información en tiempo real con el OS.

Además, se ha modificado la redacción de una serie de requisitos técnicos que actualmente ya se exigen a los CCGD y a los centros de control del GRD, pero que no están suficientemente claros en la normativa vigente. Con el objetivo de aportar mayor claridad al proceso de habilitación de los centros de control y reflejar normativamente los requisitos que deberán cumplir (y que se completarán en el futuro nuevo PO de centros de control), se han incorporado al PO 8.2 los principales requisitos, entre los que se incluyen los siguientes:

- Para el adecuado seguimiento de las consignas en tiempo real y la correcta ejecución de las órdenes de telemando, los centros de control deberán disponer de forma continua de medios de comunicación con el OS.
- Los enlaces de comunicación deberán establecerse de manera directa entre los centros de control de generación y demanda, así como los del distribuidor, y los centros de control del OS, sin intermediación de terceros.
- Los CCGD y los CC GRD deberán disponer de forma continua de medios de comunicación por voz a través de telefonía fija, que garanticen el establecimiento rápido de las comunicaciones con el Operador del Sistema. Además, deberán contar con sistemas alternativos de emergencia que garanticen la continuidad operativa de las comunicaciones con el OS.
- El idioma a emplear en las comunicaciones con el OS será el español.
- Los centros de control deberán disponer de una única localización física, que podrá encontrarse fuera de España, siempre que esté ubicada dentro de la Unión Europea.
- El sistema de control, el personal de turno cerrado de operación y las comunicaciones no podrán ser compartidos entre distintos centros de control.
- Se elimina el apartado 6, dado que la actuación del OS para la realización de maniobras queda fuera del alcance del PO 8.2. Los aspectos relacionados con la coordinación de maniobras se establecen en el PO 1.3. Los requisitos técnicos para la habilitación de un centro de control en la función de coordinación de maniobras en instalaciones frontera se establecerán en el futuro PO de centros de control.

- En el apartado 7, se procede a la alineación de la normativa con los Procedimientos de Operación actualmente vigentes, corrigiendo la denominación de los títulos correspondientes y eliminando las referencias a PPOO que han sido derogados, con el fin de asegurar la coherencia normativa, la correcta trazabilidad regulatoria y la adecuación al marco operativo en vigor.
- Por último, en el apartado 7.3, *Operación en estado de alerta*, se introduce la actuación de apertura de interruptor de instalaciones como una acción correctora en caso de que el sistema se encuentre en estado de alerta.

3.4 Procedimiento de Operación 11.1: Criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español y criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección

Los cambios realizados sobre el PO 11.1 responden a la necesidad de establecer los criterios de ajuste de funciones de protección que no requieren coordinación. En particular, se describen los criterios de ajuste de las funciones de sobretensión de las redes de evacuación de generación o de las plantas de generación conectadas a dichas redes para evitar desconexiones indeseadas con valores de tensión en el punto de conexión con la red de transporte dentro los márgenes establecidos en la normativa que les aplica en los que las instalaciones deben permanecer conectadas sin daño ni desconexión.

Las propuestas de modificación del PO 11.1 incluyen los siguientes aspectos:

- Se modifica el título y el objeto del P.O. 11.1 para incorporar el contenido relativo a los criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección.
- Se modifica el título de los apartados 6, 6.1 y 6.2 para distinguir entre los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones particularizando los criterios de protecciones que actúan ante cortocircuitos y los criterios de otras funciones de protección.
- Se establece la obligación al OS en el apartado 6.1 de definir los criterios de ajuste de las funciones de protección que no requieren coordinación con otras funciones de protección.
- Se incorpora el apartado 6.3 “Criterios de ajuste de otras funciones de protección” en el que se establece que el OS definirá los criterios de ajuste aplicables a aquellas funciones de protección que no requieran coordinación con otras funciones de protección, tanto en la red de transporte como en la red no transporte, siempre que dichas funciones tengan incidencia sobre el conjunto del sistema eléctrico, con el propósito de homogeneizar los criterios mencionados y asegurar un comportamiento uniforme y coherente del sistema eléctrico en su totalidad.

Se adjunta junto con la propuesta de modificación del P.O. 11.1 el documento “Criterios de ajuste de funciones de tensión en redes de evacuación peninsulares”.

[Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo PO 1.7](#)

3.5 Procedimiento de Operación 1 SENP: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares

Los cambios realizados sobre el PO SENP 1 responden a los análisis realizados en respuesta a los mandatos b) y c) del RD 997/2025 y están alineados con los introducidos en los PP.OO. 1.1 y 1.4 peninsulares.

Las propuestas de modificación del PO SENP1 incluyen los siguientes aspectos:

- En el apartado 5, se incorpora la velocidad de variación de la tensión en los nudos de la red como nuevo parámetro de supervisión del estado del sistema eléctrico. Hasta ahora, el control de seguridad se basaba únicamente en la tensión en los nudos desde un punto de vista estático.
- En el apartado 5.3.1.2, se establece la obligación de que todas las instalaciones conectadas a la red de transporte de los sistemas eléctricos no peninsulares tengan la capacidad de soportar sin daño ni desconexión los rangos de tensión establecidos en la normativa en vigor.

Adicionalmente, en este mismo apartado se especifican los requisitos aplicables al nuevo parámetro de supervisión del sistema eléctrico no peninsular basado en la variación de la tensión en los nudos de la red. Dichos requisitos establecen como variable de control la desviación típica de las variaciones de tensión, calculadas cada 15 segundos en cada nudo del conjunto representativo y evaluadas a lo largo de cada día. Esta variable, normalizada respecto a los valores de tensión nominal de cada nudo, deberá cumplir en todo momento los umbrales máximos establecidos.

El seguimiento conjunto de la variación de tensiones en nudos representativos de la red de transporte, tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia, garantizando así la compatibilidad de las instalaciones con la red gestionada por el Operador del Sistema.

- Se incluye en el apartado 5.4 como medida extraordinaria y a criterio del Operador del Sistema, la posibilidad de solicitar la desconexión de aquellas instalaciones que presenten un comportamiento que pueda comprometer la seguridad del sistema eléctrico, conforme a los parámetros definidos, tales como la inyección de reactiva que pueda afectar al cumplimiento de los umbrales de tensión en nudos de la red de transporte, o la introducción en el sistema de oscilaciones de cualquier naturaleza.

Lo anterior se completa con el establecimiento de la potestad del OS para solicitar la desconexión de instalaciones o emitir las instrucciones necesarias para reducir su intercambio de energía con la red, en el caso de que incumplan los requisitos de entrega de energía o superen los umbrales definidos en la supervisión, cuando dicho comportamiento pueda comprometer la seguridad del sistema eléctrico.

Se especifica además que, en caso de que no sea posible la desconexión de la instalación o que requiera un tiempo superior al necesario por seguridad, el OS podrá proceder a la desconexión de la instalación en cuestión aplicando para ello los medios que tenga disponibles, aunque esto pueda implicar una afectación sobre la evacuación de otras instalaciones diferentes a la que se requiere desconectar.

- Se incorpora un nuevo subapartado 7.3, *Inyección de potencia en la red*, para incluir, entre las condiciones técnicas de entrega de la energía relativas a la no inyección de oscilaciones adversas y al cumplimiento de los requisitos de calidad de onda.

3.6 Procedimiento de Operación 8.2 SENP: Criterios de Operación

Para garantizar la correcta ejecución de la medida excepcional consistente en la emisión de instrucciones por parte del Operador del Sistema para la desconexión de instalaciones conectadas al sistema eléctrico no peninsular cuyo funcionamiento pueda poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, resulta necesario que los centros de control habilitados de los territorios no peninsulares dispongan de la capacidad técnica y operativa para emitir y ejecutar dichas órdenes. La modificación está alineada con la introducida a este respecto en el PO 8.2 peninsular. Por tanto, se propone introducir en el apartado 5 la obligación de que los centros de control habilitados dispongan de la capacidad técnica para ejecutar las órdenes de telemando de apertura de interruptor de instalación emitidas por el Operador del Sistema en un tiempo inferior a un minuto, con el fin de posibilitar la aplicación efectiva de las medidas contempladas en el PO SENP 1.

Cabe destacar que, en noviembre de 2022 el operador del sistema sacó a consulta pública una propuesta de actualización del P.O. SENP 8.2, que incorporaba, además de una completa de revisión y reestructuración del contenido, en los siguientes ámbitos:

- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 413/2014¹.
- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 738/2015.
- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 647/2020.
- Otras modificaciones de carácter general, así como las modificaciones motivadas por comentarios recibidos en fase de consulta pública.

Por este motivo los cambios asociados al RD 997/2015 se presentan con control de cambios sobre la referida última propuesta de este PO remitida al Ministerio.

¹ La versión vigente en la fecha de dicha propuesta.

4 Propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7:

Limitación de las rampas máximas de variación de la potencia activa de las instalaciones de generación

La Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implantación de los códigos de red de conexión, así como la Orden TED/82/2026, de 9 de febrero, por la que se modifica la citada Orden TED/749/2020, establecen la obligación de que los módulos de generación tipo C y D, así como las instalaciones de almacenamiento, a las que resulten de aplicación, dispongan de la capacidad de cumplir requisitos relativos a las rampas de subida y bajada de la variación de potencia. Asimismo, atribuyen al gestor de la red pertinente, en coordinación con el Operador del Sistema, la determinación de las limitaciones concretas, definidas como un porcentaje máximo de variación de potencia respecto a la potencia máxima en un intervalo de 15 minutos, fijando de este modo el marco general y el objetivo regulatorio de dichos requisitos.

Por su parte, el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones conectadas a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece requisitos de limitación de rampas para las instalaciones de generación conectadas a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, equivalentes a los aplicables al sistema eléctrico peninsular español, conforme a lo señalado en el párrafo anterior.

Para la correcta aplicación de este marco normativo en la operación diaria del sistema eléctrico resulta necesario desarrollar el correspondiente nivel de detalle técnico, que no queda definido en las citadas Órdenes. En este contexto, resulta imprescindible la elaboración de un nuevo Procedimiento de Operación específico que permita trasladar dichas capacidades técnicas a requisitos operativos, así como establecer un método de seguimiento y validación.

El nuevo Procedimiento de Operación 1.7 por tanto no introduce requisitos adicionales distintos de los ya previstos en las Órdenes TED, sino que desarrolla lo previsto en dichas Órdenes, asegurando su correcta integración en la operativa del sistema eléctrico.

Por último, esta propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7 forma parte del análisis y la propuesta de cambios normativos asociados al mandato b) del Real Decreto 997/2025, en relación con la nueva regulación sobre la respuesta frente a la velocidad de variación de la tensión.

El nuevo PO 1.7 define los siguientes aspectos:

- El ámbito de aplicación establece la posibilidad de que el OS diferencie límites concretos de aplicabilidad de los requisitos de rampa a determinadas instalaciones en base a criterios como pueden ser las capacidades técnicas de las instalaciones o la tecnología de producción. Dichos límites serán publicados por el OS en su web y podrán ser diferentes para las instalaciones

conectadas al sistema eléctrico peninsular y al sistema eléctrico de los territorios no peninsulares. De manera general y por defecto, el PO será de aplicación a:

- Instalaciones constituidas por módulos de generación de electricidad tipo C o D conectadas al sistema eléctrico peninsular español, a los que resulte de aplicación el requisito de limitación de rampas establecido en la Orden TED/749/2020.
- Instalaciones constituidas por módulos de generación de electricidad tipo C o D, conectadas a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a las que resulte de aplicación el requisito de limitación de rampas que se defina en la normativa para el establecimiento de los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones conectadas a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Instalaciones de almacenamiento tipo C o D conectadas al sistema eléctrico peninsular español o a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, a las que resulten de aplicación los requisitos de limitación de rampas conforme a la Orden TED/82/2026
- Instalaciones híbridas que integren alguno de los módulos o instalaciones anteriores.

En el territorio peninsular, para las instalaciones tipo C y D conectadas a la red de distribución, cada gestor de la red de distribución podrá determinar, en coordinación con el OS, el establecimiento o aplicación de los requisitos técnicos establecidos, para lo que deberá publicar de igual forma el ámbito de aplicación requerido, así como los tiempos mínimos de respuesta de variación de potencia de cero a potencia máxima, y viceversa.

Para el resto de las instalaciones para las que se establecen la capacidad obligatoria de cumplimiento de limitaciones de rampas de subida y bajada de potencia y que no entren en el alcance definido por el OS o los GRDs, el cumplimiento de lo especificado en el PO 1.7 tendrá carácter voluntario.

- Las instalaciones deberán disponer de los medios técnicos necesarios para garantizar el cumplimiento de la mayor limitación de rampa posible, es decir, una variación de cero a potencia máxima, o de cero a potencia de consigna en el caso de los territorios no peninsulares, en un tiempo no inferior a 15 minutos.
- El requisito de rampas se deberá cumplir ante cualquier variación de potencia activa, incluyendo, entre otras, aquéllas debidas a cambios de programa, el seguimiento de consignas emitidas por el Operador del Sistema, las variaciones asociadas a la recuperación del recurso primario y las derivadas de paradas o arranques no asociadas al recurso primario. En caso de pérdida del recurso primario, no será exigible el cumplimiento del requisito de limitación de rampas.
- Se define un procedimiento de evaluación de cumplimiento del requisito que analiza las telemedidas de potencia activa en ventanas temporales de 60 segundos (60 ventanas temporales por hora). En cada ventana, se comprobará si la derivada de la potencia respecto

al tiempo es compatible con el requisito de limitación establecido. Para la verificación, se admite una tolerancia del 20% en rampas de subida y bajada, con el fin de cubrir posibles desviaciones debidas a errores de medida, discrepancias en marcas temporales o la actuación de controles internos de la instalación.

- En caso de que el incumplimiento de la rampa se deba a la pérdida del recurso primario u otros motivos justificados, el titular de la instalación podrá justificar a posteriori dicho incumplimiento para no incurrir en incumplimiento. Dicha justificación será remitida por el OS a la CNMC.
- Las pruebas de seguimiento de rampas se integrarán como parte de las pruebas que las instalaciones deben superar para su adscripción a un Centro de Control de Generación Distribuida (CCGD), algo que ya se aplica en los territorios no peninsulares. Asimismo, el OS podrá realizar pruebas periódicas aleatorias a las instalaciones con obligación de cumplimiento de los requisitos establecidos en el PO 1.7. Dichas propuestas se incluirán en el Procedimiento de Operación 3.8, en el caso del territorio peninsular, y en el Protocolo de pruebas de instalaciones de producción RCR en TNP, en el caso de los territorios no peninsulares.
- Los incumplimientos tendrán asociada una penalización económica cuando se detecten en, al menos, al 20% de las ventanas temporales analizadas en una hora (en 12 de las 60 evaluaciones de cumplimiento realizadas cada hora).
- Adicionalmente, si el incumplimiento es reiterado y se detecta en al menos el 15% de las ventanas temporales evaluadas en un mes, además de la penalización económica descrita en el punto anterior, la instalación perderá su carácter de adscripción a un CCGD. En el caso específico de las instalaciones fotovoltaicas, el porcentaje mensual de ventanas de incumplimiento se reduce al 5%.
- Las penalizaciones y el destino del importe recaudado serán establecidas por la CNMC y la liquidación de dichas penalizaciones se deberá incluir en el Procedimiento de Operación 14.4.

Con el fin de garantizar la adaptación de los sistemas del OS, necesaria para llevar a cabo la validación del cumplimiento de los requisitos relativos a las rampas de variación de potencia establecidos en el PO 1.7, resulta necesario fijar un plazo de implementación aplicable al OS. En este contexto, la Resolución deberá contemplar un plazo máximo de un año para dicha adaptación en el sistema eléctrico peninsular español, y un plazo máximo de un año, a contar desde la entrada en vigor de la normativa por la que se establezcan los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones que se conecten a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, para su aplicación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.