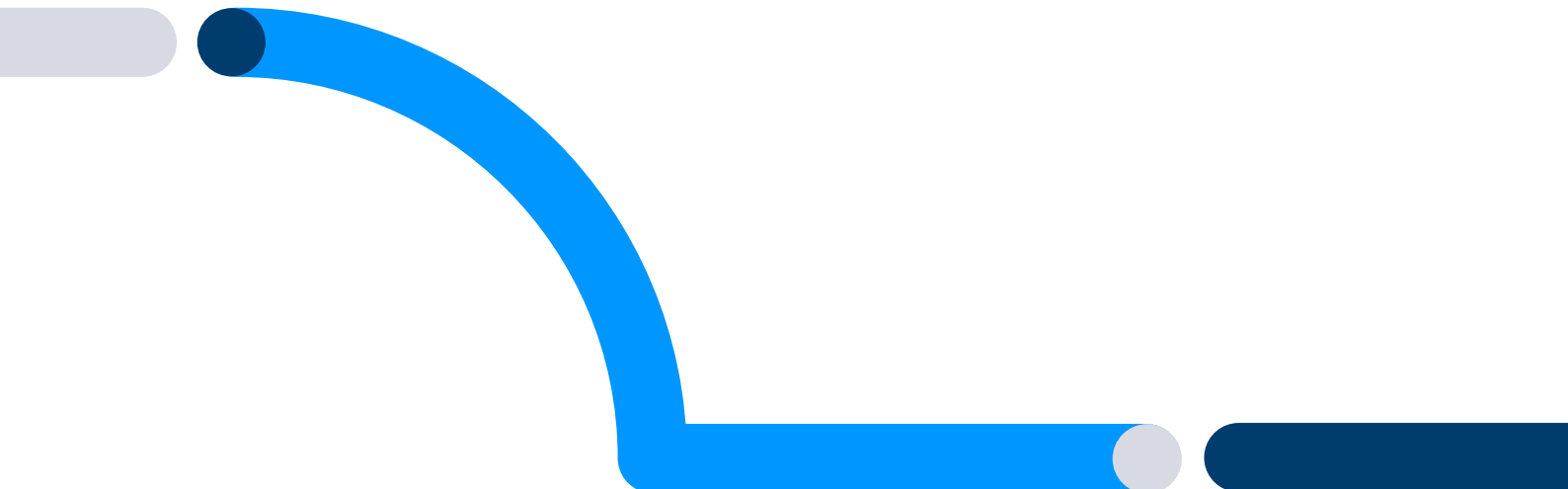


red eléctrica
Una empresa de Redeia



**Propuesta del OS
actualizada de
modificaciones de
aspectos puntuales
del Plan de desarrollo
de la red de
transporte 2021-2026**

Mayo 2026

Dirección General de Operación
04 de mayo de 2026

Índice

1	Introducción	3
2	Necesidades adicionales de elementos para incrementar el amortiguamiento de oscilaciones inter-área	4
3	Necesidades adicionales de elementos para incrementar el control de tensión dinámico.....	9
4	Necesidades adicionales de elementos para incrementar el control de tensión estático.....	10
5	Actualización de las actuaciones ya incluidas en la Planificación 2021-2026 relacionadas con la estabilidad del sistema y el control de tensión.....	12
6	Anexo: Mapa con los nuevos dispositivos a incorporar en el sistema eléctrico peninsular.....	13

1 Introducción

La instalación de generación fotovoltaica ha sido la más destacada en los últimos años en el sistema eléctrico español impulsada por la reducción de costes, los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) y la excelente disponibilidad del recurso. A cierre de 2025 en el sistema peninsular español la potencia instalada fotovoltaica supera los 40.000 MW en plantas en suelo y 48.000 MW incluyendo tanto las plantas en suelo como el autoconsumo. Este incremento en la potencia instalada ha tenido una distribución geográfica marcadamente asimétrica, destacando especialmente la evolución de la potencia instalada en Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha.

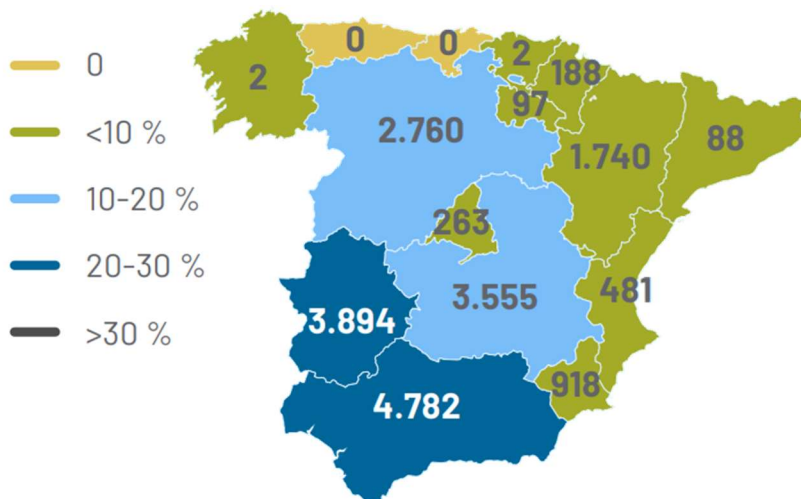


Figura 1. Hipótesis de distribución de la potencia fotovoltaica a instalar en el período 2019-2026. Porcentaje de nuevos MW instalados por Comunidad Autónoma respecto al total peninsular.

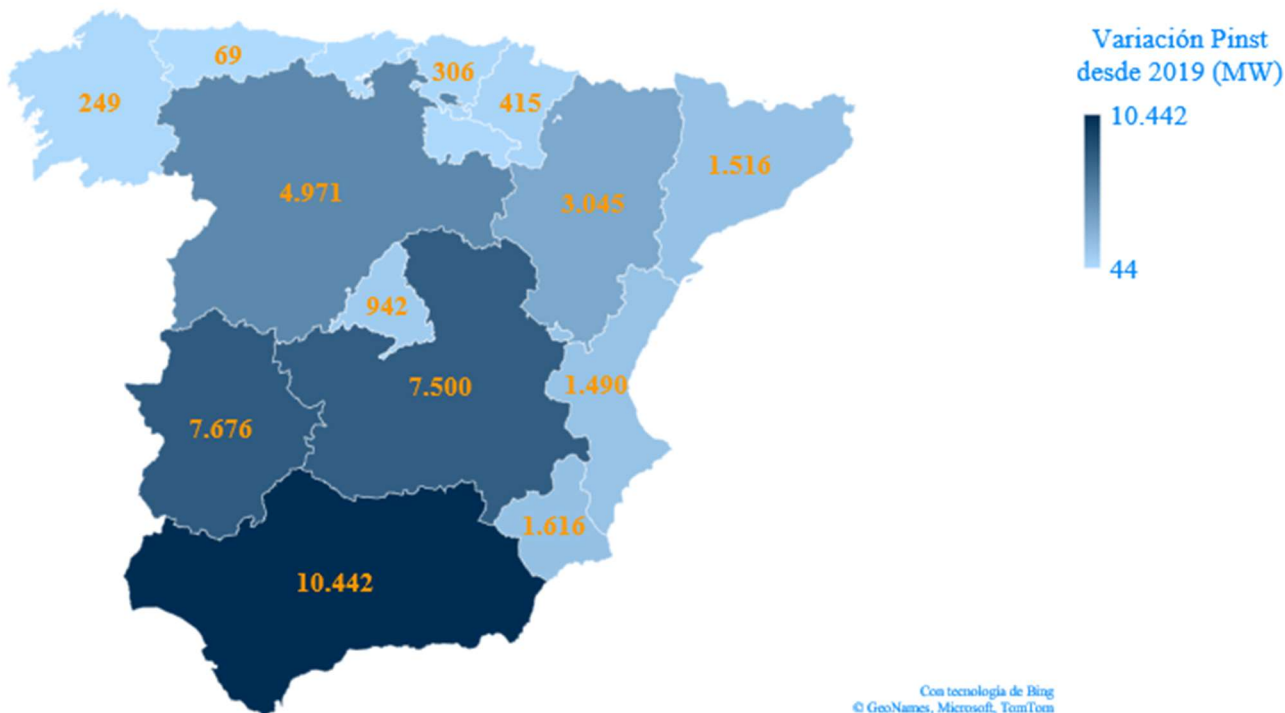


Figura 2. Potencia fotovoltaica instalada realmente en el período 2020-2026 por Comunidad Autónoma.

La concentración de nueva generación fotovoltaica en Andalucía, Extremadura y Castilla La Mancha genera flujos Sur-Norte significativamente superiores a los considerados inicialmente en el escenario de Planificación de la Red de Transporte 2021-2026. Debido a ello, ha aumentado la necesidad de acoplamiento de grupos de ciclo combinado por restricciones técnicas para atender las necesidades del sistema ante variaciones de producción y de los programas por las interconexiones con Francia. Estas necesidades están siendo superiores a las identificadas en el ejercicio de Planificación 2021-2026.

Como consecuencia, tras los análisis de los últimos meses, se propone incrementar los medios para la mitigación de oscilaciones inter-área y de control dinámico de tensión mediante componentes plenamente integrados en la red de transporte. Esta propuesta incluye actuaciones más allá de las capacidades adicionales de control de tensión que permiten los 8 compensadores síncronos planificados en las modificaciones de aspectos puntuales mediante resolución del Consejo de Ministros del 14 de julio de 2025.

Por otra parte, se incluyen una serie de modificaciones en la planificación vigente para viabilizar y actualizar el valor de inversión de los elementos incluidos en la Planificación 2021-2026 a través de las modificaciones de aspectos puntuales aprobadas en julio de 2025.

Esta propuesta supone una inversión adicional de 607 millones de euros y permitirá mejorar la estabilidad estructural del sistema y garantizar un funcionamiento seguro en el contexto descrito. Este aumento en el valor de inversión se reparte en las siguientes partidas:

- Nuevos 4 e-STATCOM: 366 M€
- Nuevas 8 reactancias de núcleo controlado magnéticamente (MCSR por su siglas en inglés) y la segunda E/S de Ciudad Rodrigo para mayor efectividad del MCSR: 143 M€
- Nuevo conjunto de 20 reactancias de 100-150 MVar cada una: 75 M€
- Renovación total de reactancias con elevada criticidad: 10 M€
- Actuaciones para viabilizar lo incluido en las MAP de la planificación 21-26: 13 M€

Se incluye en el anexo un mapa geográfico de la localización de todos los elementos adicionales incluidos en esta propuesta de modificaciones de aspectos puntuales.

2 Necesidades adicionales de elementos para incrementar el amortiguamiento de oscilaciones inter-área

Las oscilaciones en sistemas eléctricos son fenómenos en los que las distintas variables del sistema eléctrico, como flujos de potencia o flujos de corriente por las ramas del sistema, frecuencia o tensiones en los nudos, fluctúan periódicamente. Si estos fenómenos están poco amortiguados se manifestarán de forma significativa en las distintas variables del sistema, tanto ante pequeñas perturbaciones (como cambios en las condiciones de operación del sistema) como de forma espontánea.

Los factores que influyen en los modos de oscilación de los sistemas eléctricos, así como en la capacidad para amortiguarlos correctamente, son múltiples y muy complejos. Entre otros, características estructurales del sistema –nivel de mallado y extensión del sistema–, tipologías y ubicación de generación conectada, nivel de carga por las líneas y generadores conectados al sistema, flujos de potencia entre las partes periféricas del sistema y el centro y tipología de todas las demandas del sistema interconectado.

Esta complejidad de factores y su dispersión geográfica en todo el sistema eléctrico interconectado europeo conllevan que el estado de la técnica actual no permita predecir la aparición de oscilaciones inter-área, ni conocer con exactitud a priori el amortiguamiento del sistema eléctrico frente a ellas.

El OS ha elaborado diversos estudios y abordado acciones encaminadas a adoptar medidas que permitan mitigar los posibles efectos adversos de las oscilaciones inter-área en el SEPE. Estas

acciones se han visto intensificadas a medida que se observaba una mayor frecuencia de fenómenos de oscilaciones inter-área en el sistema eléctrico interconectado y que se alcanzaba una mayor disponibilidad y mejora progresiva en la modelización del sistema eléctrico europeo en su conjunto. Las medidas se han concretado en dos ámbitos:

- En primer lugar, se han adoptado medidas orientadas a dotar al operador de herramientas de medición y de protocolos de actuación para la mitigación de las oscilaciones en tiempo real, como son:
 - ✓ **Monitorización** de la estabilidad oscilatoria del sistema en el centro de control mediante medidas de PMU (*Phasor Measurement Units*)
 - ✓ Establecimiento de un **protocolo de actuación en tiempo real** a aplicar en momentos en que se observen oscilaciones inter-área con bajo amortiguamiento, en colaboración con RTE.
- En segundo lugar, el operador del sistema ha establecido una serie de medidas orientadas a mejorar la seguridad del sistema eléctrico español ante los fenómenos de oscilatorios inter-área en escenarios presentes y futuros:
 - ✓ Creación de diversos grupos de trabajo para el **ajuste de los estabilizadores de potencia (PSS)** de las centrales de producción síncrona; mencionados anteriormente.
 - ✓ **Desarrollo normativo** para garantizar la dotación de estabilizadores de potencia PSS en las centrales de producción síncronas futuras, tal y como se ha detallado anteriormente.
 - ✓ Creación de un grupo de trabajo para la elaboración de una **Guía para la implementación de controles POD** en módulos de parque eléctrico (MPE), detallado anteriormente.
 - ✓ Evaluación basada en la **Norma Técnica de Supervisión del requisito de no desamortiguamiento de oscilaciones** de la Orden TED 749/2020.
 - ✓ **Mejora del comportamiento ante oscilaciones del HVDC España-Francia existente.**
En colaboración con RTE se realizaron estudios con objeto de revisar los ajustes y modos de funcionamiento del enlace de corriente continua HVDC Sta. Llogaia-Baixas entre España-Francia para mejorar el comportamiento ante oscilaciones. El estudio concluyó en un conjunto de actuaciones para que el propio enlace HVDC se comporte durante eventos con oscilaciones inter-área como un elemento estabilizador ayudando a incrementar el amortiguamiento.
 - ✓ Incorporación de medidas similares en las especificaciones de los **nuevos HVDC planificados** para que se comporten durante eventos con oscilaciones inter-área como **elementos estabilizadores ayudando a incrementar el amortiguamiento.**
 - ✓ Incorporación en el **Plan de desarrollo de la red de transporte con horizonte 2026** de elementos que permiten la mitigación de oscilaciones. En concreto, la Planificación 2021-2026 incorporó **cuatro STATCOM** "Static Synchronous Compensator" en la red de transporte, que ya se han puesto en servicio.
 - ✓ La planificación vigente contempla la **incorporación de un SSSC "Static Synchronous Series Compensator" en Cataluña** específicamente orientado a mejorar el amortiguamiento de modos inter área.
 - ✓ **Impulso en el marco de ENTSOE de la realización de estudios para la revisión y ajuste de PSS en el ámbito del sistema europeo interconectado** (ENTSO-E/SPD – WG PSS). Red Eléctrica ha liderado, junto con MAVIR (TSO de Hungría), la Task Force PSS dentro del grupo de trabajo WG System Protection and Dynamics (SPD). El objetivo de dicha task force es una revisión de los ajustes de los PSS de los generadores síncronos del sistema continental europeo para que contribuyan a mejorar la estabilidad oscilatoria de dicho sistema en conjunto. Para ello, se ha desarrollado una herramienta y una metodología para análisis de los PSS. Hasta ahora, se han analizado los PSS de España y de Hungría, confirmando los resultados del estudio de 2018 para España. Queda pendiente la revisión, ajuste adecuado y activación de estabilizadores de potencia (PSS) en las centrales con máquinas síncronas del centro Europa (nodo central del modo de oscilación Este-Centro-Oeste). Disponer en dicha

región de una cuantía significativa de generación con estabilizadores de potencia contribuiría al amortiguamiento de las oscilaciones observadas.

- En el ámbito de la supervisión, el operador del sistema ha realizado la evaluación del cumplimiento de los requisitos anteriores durante un período de cuatro años: desde la publicación de la NTS (2021) hasta junio de 2025.

Sin embargo, la evolución de la instalación de nueva generación ha supuesto un cambio significativo de los flujos respecto a lo contemplado en la planificación con horizonte 2026. Los análisis más actualizados realizados con una mayor concentración de generación en la zona Sur no acompañada con nueva demanda en esta misma zona ponen de manifiesto necesidades de amortiguamiento de oscilaciones inter-área por encima de las establecidas en los estudios previos.

Los análisis muestran que, pese a la incorporación de los dispositivos STATCOM ya puestos en servicio, estos no aumentan el amortiguamiento lo suficiente con la evolución del escenario:

- La situación de estabilidad oscilatoria en 2025 es más severa que la analizada para la planificación H2026. Se observan dos modos principales de oscilación natural: 0,2 Hz y 0,24 Hz.
- Las medidas planificadas (4 STATCOM + 1 SSSC + 8 compensadores síncronos) permiten amortiguar la oscilación de 0,2 Hz pero no se alcanza el nivel de amortiguamiento esperado en la Planificación 2021-2026.
- Para alcanzar niveles del amortiguamiento de la oscilación de 0,2 Hz similares a los planificados en H2026 se requieren de nuevos dispositivos adicionales.

Adicionalmente, el Final Report del Panel de Expertos europeo sobre el incidente en el sistema ibérico del 28 de abril de 2025 incorpora recomendaciones claras y prácticas para reducir la probabilidad de que se produzcan sucesos similares y reforzar la seguridad y la resiliencia generales de la red eléctrica europea.

Estas recomendaciones constituyen el resultado principal de la investigación siendo una de ellas la mitigación de las oscilaciones inter-área en el sistema eléctrico interconectado europeo (R250428_6). Dentro de **esta recomendación se indica la necesidad de contar con medidas adicionales de amortiguamiento** indicando que dispositivos basados en inversores con POD-P/Q, compensadores síncronos adicionales o **STATCOM, deben priorizarse ya que demuestran un alto impacto en la amortiguación de oscilaciones interáreas críticas**, sin perjuicio de los marcos regulatorios aplicables.

Los análisis mencionados anteriormente han utilizado nuevos escenarios de estabilidad oscilatoria basados en la situación de estabilidad oscilatoria prevista en el horizonte 2026. En estos estudios se han analizado varios escenarios de incorporación de nuevos e-STATCOM.

Con el fin de analizar esta necesidad, se ha estimado la capacidad de amortiguamiento de oscilaciones inter-área de que se dispondría en el sistema peninsular en un escenario 2026 con un modelado del sistema eléctrico europeo interconectado que propicie la aparición de dichas oscilaciones, teniendo en cuenta el mix de generación español actual y una previsión del mix acoplado en cada una de las horas de dicho escenario. En el sistema eléctrico peninsular, se ha tenido en cuenta una aportación media de los dispositivos que actualmente disponen de sistemas de control del amortiguamiento adecuadamente ajustados (ciclos combinados, CN Trillo, central hidráulica de San Esteban, HVDC Inelfe 1 y STATCOMs de Vitoria, Tabernas, Moraleja y Lousame). Con todo ello se obtiene una monótona del amortiguamiento que estaría disponible en el sistema eléctrico peninsular en las 8760 h del escenario 2026 para hacer frente a la ocurrencia de oscilaciones inter-área en el sistema eléctrico europeo interconectado.

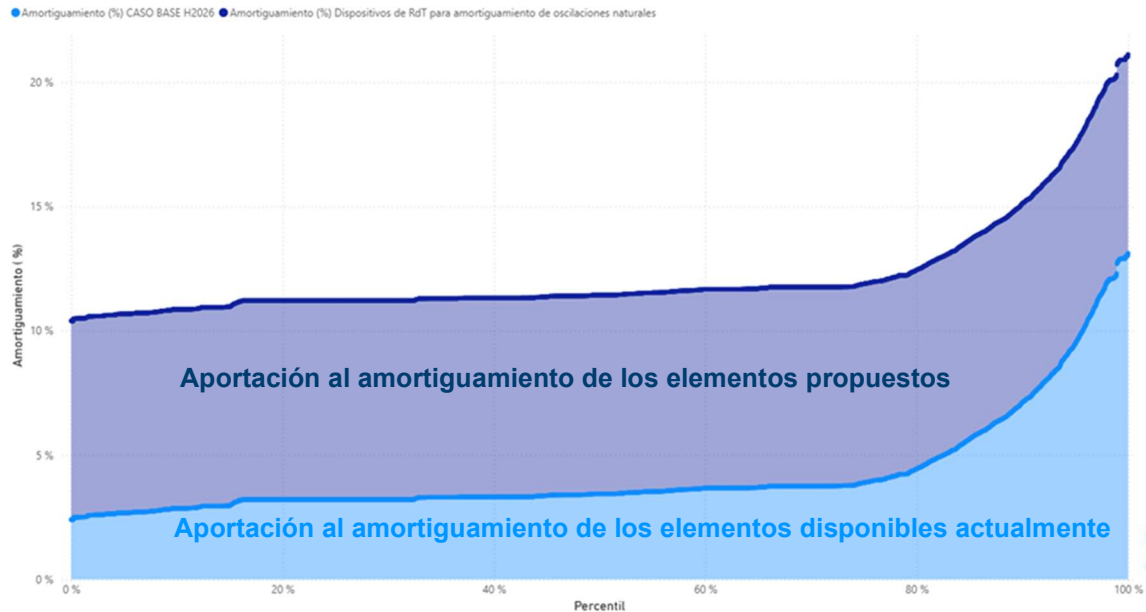


Figura 3. Monótona anual del amortiguamiento aportado por los elementos de amortiguamiento de oscilaciones inter-área actualmente disponibles y los nuevos propuestos en el modo 0,2 Hz.

Como se observa en la imagen anterior, debido tanto a la evolución del mix del sistema eléctrico peninsular como del resto de condicionantes de operación del sistema eléctrico europeo, el amortiguamiento con los recursos disponibles actualmente podría situarse por debajo de los valores esperados en los análisis de la planificación vigente. El procedimiento de operación 13.1 “Criterios de desarrollo de la red de transporte” establece que para garantizar la estabilidad del sistema no se admitirá la existencia de modos de oscilación con un amortiguamiento inferior al 5%.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el amortiguamiento en el SEPE puede disminuir en un 5% ante el disparo o indisponibilidad de determinados ejes¹. Un diseño seguro del sistema que garantice la estabilidad oscilatoria deberá dotarse de los dispositivos necesarios que garanticen que, en todo momento, se dispone de un amortiguamiento superior al 10 % (que permitirá afrontar las posibles situaciones futuras con un mayor margen incluso ante situaciones de N-1. Por todo ello, se considera imprescindible que de forma urgente el sistema se dote de una serie de dispositivos que permitan garantizar el cumplimiento de dicho criterio de seguridad

Para alcanzar una disponibilidad mínima del 10% de amortiguamiento en todas las horas del año, se propone incluir dispositivos e-STATCOM ya que son los dispositivos disponibles en la actualidad con mayor efectividad en el control de las oscilaciones inter-área al disponer de controles de amortiguamiento de oscilaciones POD-P, así como de sistemas de control dinámico de la tensión. En concreto, se propone la inclusión de 4 e-STATCOMs. Tal y como se observa en la figura anterior, la disponibilidad de estos dispositivos permitiría que el sistema disponga en todas las horas del año de un mínimo de amortiguamiento del 10%, cumpliendo los criterios de seguridad comentados.

Por otra parte, se han efectuado análisis de diferentes opciones de amortiguamiento según el tamaño de los e-STATCOM. La tabla siguiente muestra los principales resultados de los estudios:

¹ Información confidencial: Como ya se ha informado, el 23 de marzo de 2026 la desconexión de la línea de 400kV Litoral-Tabernas provocó una reducción drástica del amortiguamiento.

	Inter-area Mode A		Inter-area Mode B		Critical inter-area mode	
	Frequency (Hz)	Damping ratio (%)	Frequency (Hz)	Damping ratio (%)	Frequency (Hz)	Damping ratio (%)
A0: Reference (POD-Q INELFE 1 off)	0,20	0,28	0,24	1,52	0,20	0,28
A1: e-STATCOMs 3x100 MVA (K_POD-P and K_POD-Q 100 p.u.)	0,20	6,16	0,24	3,34	0,24	3,34
A2: e-STATCOMs 3x150 MVA (K_POD-P and K_POD-Q 100 p.u.)	0,20	6,91	0,24	3,54	0,24	3,54
A3: e-STATCOMs 3x250 MVA (K_POD-P and K_POD-Q 100 p.u.)	0,20	8,45	0,24	3,90	0,24	3,90
A4: e-STATCOMs 4x250 MVA (K_POD-P and K_POD-Q 100 p.u.)	0,20	9,92	0,24	4,14	0,24	4,14

Figura 4. Incremento del ratio de amortiguamiento en los diferentes modos de oscilación inter-área

Considerando los estudios realizados y junto con la recomendación del informe del Expert Panel, en el ámbito de estabilidad oscilatoria **se identifica la necesidad de incorporar al menos cuatro e-STATCOM con una capacidad de control de tensión de 250 MVar** que, junto con los compensadores síncronos ya planificados, **incrementarían el amortiguamiento en los modos de oscilación inter-área 0,20 Hz y 0,24 Hz.**

Estos cuatro e-STATCOM de 250MVar cada uno permitirán incrementar un 10% el amortiguamiento mejorando también el amortiguamiento en el modo 0,20 Hz y más de un 4% en el modo 0,24 Hz. Incluso, ante un N-1 se asegura al menos un aumento del 8,5% en el modo 0,20 Hz y cerca de un 4% en el modo 0,24 Hz.

Desde el punto de vista del amortiguamiento adicional, según los estudios se puede estimar de manera conservadora que cada uno de estos e-STATCOM aportarían al sistema un amortiguamiento comparable al de al menos 5 grupos de generación de ciclo combinado habilitados con PSS. Considerando un coste medio de generación de estos grupos de ciclo combinado al coste considerado en la Planificación 2021-2026 (62 €/MWh), suponiendo un funcionamiento por este motivo durante 8 horas de media al día y 200 días al año y que la generación de ciclo combinado acoplada por este motivo desplazase plenamente generación renovable, este sobrecoste de restricciones técnicas ascendería anualmente a 70-80 M€. Utilizando el coste medio de restricciones técnicas a subir en el PDBF Fase 1 en 2025 de 165 €/MWh, esta cifra se elevaría a 190-200 M€ anuales. En comparación, el coste para el sistema eléctrico conjunto de los 4 nuevos e-STATCOM propuestos incluyendo costes de operación y mantenimiento y una amortización de los equipos de 25 años sería de 31,0 M€.

Se propone la incorporación en la planificación vigente de nuevos e-STATCOM: En total cuatro en el sistema eléctrico peninsular suponiendo un valor de inversión adicional en la Planificación 2021-2026 de 366 M€:

- » Mudarra 400 kV, 250 Mvar
- » Manzanares 400 kV, 250 Mvar
- » Valdecaballeros 400 kV, 250 Mvar
- » Carmona 400 kV, 250 Mvar

3 Necesidades adicionales de elementos para incrementar el control de tensión dinámico

La evolución del sistema eléctrico y su mix de generación dentro de la senda de su descarbonización hacia el cumplimiento de los objetivos establecidos en dicha materia está requiriendo un incremento rápido y continuado en el uso de las restricciones técnicas desde el año 2022. Dicha necesidad está siendo superior a la esperada debido principalmente a la distribución geográfica de la nueva generación renovable entrante en el sistema y otras cuestiones asociadas a su integración en el sistema eléctrico.

Por este motivo, se considera necesario reforzar significativamente la capacidad dinámica de control de tensión, especialmente frente a variaciones rápidas, en la red de transporte mediante equipos que aseguren una respuesta eficaz. De esta forma, se podrá complementar la aportación de la generación o almacenamiento que participe en el control de tensión según el PO 7.4 mediante la recepción de consignas de control de tensión o de reactiva.

Por otra parte, el análisis del OS para dar cumplimiento al mandato establecido en el RD 997/2025, en su Art 4.1.b, proponía establecer un nuevo criterio de seguridad de la operación del sistema eléctrico peninsular español (en adelante, SEPE) asociado al valor de referencia de variación de la tensión admisible en el sistema. Este nuevo criterio precisa requisitos de operación para todos los agentes implicados en el sistema y, de manera complementaria, también incrementar la capacidad de control de tensión dinámico en elementos plenamente integrados en la red de transporte, de forma que pueda garantizarse la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto con una menor utilización del mecanismo de restricciones técnicas para el control de tensión, y controlando con ello la evolución de dicho concepto de coste.

Con el fin de atender parte de estas necesidades, la presente propuesta de Modificaciones de aspectos puntuales de la planificación con horizonte 2026 incluye la instalación de 8 equipos MCSR (Magnetically Controlled Series Reactor) de 250 MVar cada uno, que combinados con los e-STAT-COM antes mencionados y los compensadores síncronos ya planificados permiten asegurar suficientes recursos de control de tensión y reducir la necesidad de acoplamiento de generación térmica por restricciones técnicas respecto a la necesaria en la actualidad. Se busca también una determinada dispersión geográfica para que puedan atender parte de las necesidades de control dinámico de la tensión en un número amplio de zonas del sistema peninsular.

Desde el punto de vista del control de tensión dinámico según los estudios se estima de manera conservadora que cada una de estas MCSR aportarían al sistema un control de tensión dinámico comparable al de 1 grupo de generación de ciclo combinado. Considerando un coste medio de generación de estos grupos de ciclo combinado al coste considerado en la Planificación 2021-2026 (62 €/MWh), suponiendo un funcionamiento por este motivo durante 4 horas de media al día y 200 días al año y que la generación de ciclo combinado acoplada por este motivo desplazase plenamente generación renovable, este sobrecoste de restricciones técnicas ascendería anualmente a 55-65 M€ que serían adicionales a los considerados por amortiguamiento de oscilaciones interárea. Utilizando el coste medio de restricciones técnicas a subir en el PDBF Fase 1 en 2025 de 165 €/MWh, esta cifra se elevaría a 150-160 M€ anuales. Esta cifra equivale aproximadamente a una reducción del 17% del sobrecoste de restricciones técnicas por control de tensión dinámico en 2025, que asciende a 884 M€. En comparación, el coste para el sistema eléctrico conjunto de las 8 MCSR propuestas incluyendo costes de operación y mantenimiento y una amortización de los equipos de 15 años sería de 16,0 M€.

Se propone incorporar 8 nuevos MCSR en el sistema eléctrico peninsular, suponiendo un incremento del valor de inversión en la Planificación 2021-2026 de 143 M€:

- » Aragón 400 kV, 250 Mvar

- » Arañuelo 400 kV, 250 Mvar
- » Baza 400 kV, 250 Mvar
- » Ciudad Rodrigo 400 kV, 250 Mvar
- » Jordana 400 kV, 250 Mvar
- » Minglanilla 400 kV, 250 Mvar
- » San Sebastián de los Reyes 400 kV, 250 Mvar
- » San Serván 400 kV, 250 Mvar

4 Necesidades adicionales de elementos para incrementar el control de tensión estático

Otra de las consecuencias del aumento de la instalación de generación es el incremento en el tamaño y la complejidad de las redes de evacuación de generación. En algunas ocasiones, como resultado de la Declaración de Impacto Ambiental algunas de estas redes se construyen con tramos soterrados en cable. El actual Procedimiento de Operación 7.4 verifica la prestación de una instalación que participa en el control de la tensión en el punto de conexión de la instalación con la red de evacuación y no en el punto de conexión de dicha red con la red de transporte.

Adicionalmente, es importante señalar que la capacidad reactiva obligatoria exigida a los generadores que participan en el control de tensión es actualmente nula siempre que se encuentre operando por debajo de su mínimo técnico.

Estas dos características del actual procedimiento conllevan que las instalaciones conectadas a redes de evacuación de generación compartidas no estén obligadas a compensar la potencia reactiva que generan estas redes cuando se encuentran poco cargadas. La influencia sobre la red de transporte de esta falta de compensación durante las horas de baja producción renovable conlleva que estas redes inyecten reactiva en la red de transporte, incrementando las necesidades de absorción de esta reactiva por las reactancias de la red de transporte o el acoplamiento de grupos por restricciones técnicas.

Durante la noche muchas de estas redes de evacuación de generación solar vierten potencia reactiva a la red de transporte de manera sistemática y este comportamiento se ha incrementado de manera sustancial especialmente en Castilla la Mancha, Extremadura y Andalucía con la puesta en servicio de nuevas instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de transporte.

Los requerimientos de compensación de reactiva durante las horas nocturnas son actualmente superiores a los previstos a la hora de elaborar la propuesta de desarrollo de la Planificación 2021-2026 por lo que es necesario el acoplamiento de grupos de ciclo combinado por control de tensión estático utilizándose para absorber la reactiva adicional generada por estas redes. En el último año, se han llegado a acoplar hasta 23 grupos de ciclo combinado de manera simultánea en horas nocturnas por esta razón suponiendo una necesidad de compensación de reactiva de hasta 3000 MVar.

En el periodo analizado, el coste medio por restricciones técnicas por MVarh obtenido a través del coste medio de las restricciones técnicas a través del acoplamiento de grupos por control de tensión estático para evitar sobretensiones ha sido de 199,8 €/MVarh. Utilizando el coste medio de restricciones técnicas a subir en la Fase 1 del PDBF este coste se estimaría en 190 €/MVarh. Teniendo en cuenta que cada reactancia requiere un valor de inversión de 3,5 M€, considerando sus costes de operación y mantenimiento y suponiendo que permanece acoplada durante 8 horas al día de media, el coste medio de la instalación y operación de nuevas reactancias supone al sistema una media estimada de 0,72 €/MVarh. La mayor utilidad de estas reactancias se espera durante las horas nocturnas cuando no hay producción fotovoltaica y la potencia reactiva de las redes de

evacuación de esta generación no son compensadas por los generadores por lo que el ahorro se estima adicional al estimado en los capítulos anteriores. De manera conservadora, se espera que estas reactancias disminuyan en al menos un 15% el coste de restricciones técnicas por control de tensión estático, que ascendió en 2025 a 672 M€.

Por ello, se propone incorporar un paquete de 20 reactancias adicionales de 100-150 MVar y renovar 4 reactancias adicionales en subestaciones ya existentes, que suponen incrementar el valor de inversión de la Planificación 2021-2026 en aproximadamente 85 M€:

- » Segunda reactancia en Abegondo 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Áyora 400 kV, 150 MVar
- » Primera reactancia en Buniel 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Brazatortas 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Caparacena 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Carril 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Cerrato 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Don Rodrigo 400 kV, 150 Mvar
- » Segunda reactancia en Fuentes de la Alcarria 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Guillena 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Gurrea 220 kV, 100 Mvar
- » Primera reactancia en Montearenas 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Moreruela 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Morella 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Picón 220 kV, 100 Mvar
- » Primera reactancia en Puebla de Guzmán 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Santa Engracia 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Segovia 400 kV, 150 Mvar
- » Segunda reactancia en Solórzano 400 kV, 150 Mvar
- » Primera reactancia en Tordesillas 220 kV, 100 Mvar

Renovación total de reactancias con elevada criticidad:

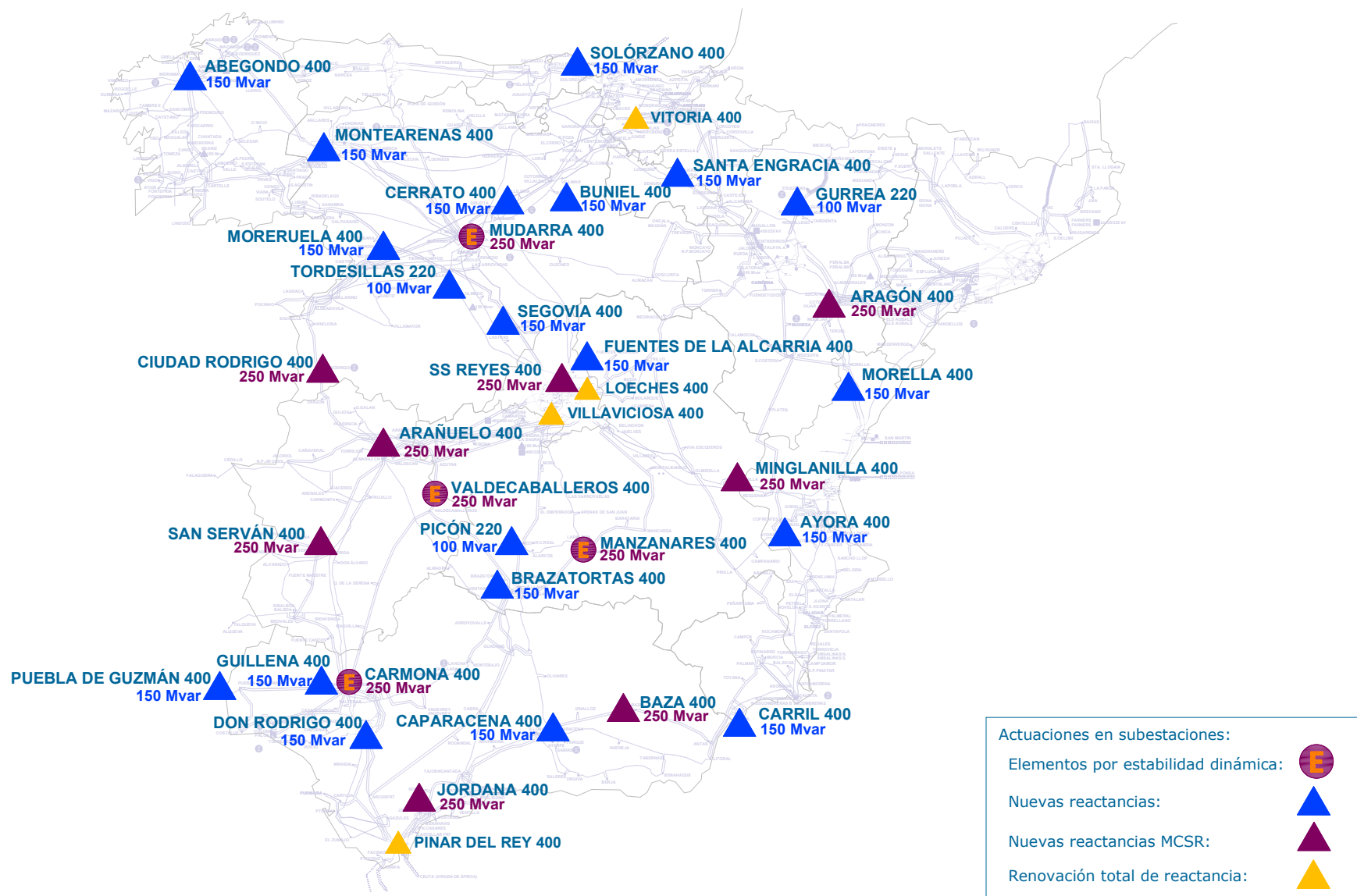
- » Pinar del rey 400 kV RPT2, 150 Mvar
- » Loeches 400 kV RPT1, 150 MVar
- » Vitoria 400 kV RPT1, 150 Mvar
- » Villaviciosa 400 kV RPT1, 150 Mvar

5 Actualización de las actuaciones ya incluidas en la Planificación 2021-2026 relacionadas con la estabilidad del sistema y el control de tensión

La presente propuesta de Modificaciones de aspectos puntuales de la planificación con horizonte 2026 incluye también actuaciones orientadas a viabilizar y actualizar el valor de inversión de los trabajos relativos a los compensadores síncronos y otros elementos de control de tensión incluidos en las Modificaciones de Aspectos puntuales publicados en julio 2025:

- Actuaciones para viabilizar las actuaciones incluidas en las modificaciones de aspectos puntuales de julio 2025:
 - » Modificación del subtipo de dispositivo:
 - › Las Breñas 66 kV, para la conexión de la reactancia de 4 Mvar, paso de posición blindada a posición convencional doble barra.
 - › San Jorge 132 kV, para la conexión de la reactancia de 20 Mvar, paso de posición blindada a posición convencional doble barra.
 - › Playa Blanca 132 kV, para la conexión de la reactancia de 9 Mvar, paso de posición blindada a posición convencional doble barra.
 - › Dique del Este 66 kV, para la conexión de generación de emergencia en Canarias, paso de posición convencional doble barra a convencional simple barra.
 - › Litoral 400 kV, para la conexión del compensador síncrono, paso de posición convencional a blindada con fluoductos.
 - » Incorporación de nuevas posiciones requeridas para viabilizar los compensadores síncronos, principalmente vinculado a la configuración de la subestación:
 - › Nueva posición para un interruptor central en Beariz 400 kV, para la conexión de compensador síncrono.
 - › Nueva posición para un interruptor central en Brovales 400 kV, para la conexión de compensador síncrono.
 - › Nueva posición para un interruptor central en Litoral 400 kV, para la conexión de compensador síncrono.
 - » Incorporación de nuevos tramos de cable para la conexión de las siguientes máquinas:
 - › Tramo de cable de 0,5 km para la conexión de la reactancia de San Jorge 132 kV (20 Mvar)
 - › Tramo de cable de 0,5 km para la conexión del compensador síncrono de Fuencaliente 66 kV (10 Mvar).
 - › Tramo de cable de 0,5 km para la conexión de la reactancia de Las Breñas 66 kV (4 Mvar).
 - › Tramo de cable de 0,5 km para la conexión de la reactancia de Playa Blanca 132 kV (9 Mvar).
 - › Tramo de cable de 0,5 km para la conexión del compensador síncrono de Haría 66 kV (25 Mvar).

6 Anexo: Mapa con los nuevos dispositivos a incorporar en el sistema eléctrico peninsular



red eléctrica
Una empresa de Redeia