PROPUESTA INICIAL DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

PERÍODO 2025-2030

ANEXO II – ANEXOS TÉCNICOS

ÍNDICE

1 ANEXO – METODOLOGÍA DE PROBABILIDAD DE ÉXITO 5

1.1 ESTIMACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE (eólica y fotovoltaica) PARA EL ESCENARIO PREVISTO EN 2030 5

1.2 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA A LA TRAMITACIÓN Y LOCALIZACIÓN (Prob.éxito$_{tram}$) 6

1.3 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA AL RECURSO RENOVABLE (Prob.éxito$_{rec}$). 7

1.4 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA A EXTERNALIDADES (Prob.éxito$_{ext}$) 10

2 ANEXO - NECESIDADES DE GENERACIÓN SÍNCRONA MÍNIMA 11

3 ANEXO - CALIDAD DE SERVICIO Y RELACIÓN CON CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE TRANSPORTE 14

3.1 SITUACIÓN HISTÓRICA DE LA CALIDAD DE SERVICIO DE LA RED DE TRANSPORTE EN EL CONJUNTO DE LOS SISTEMAS PENINSULAR, BALEAR Y CANARIOS 14

3.2 ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO DE LA TOPOLOGÍA Y MALLADO DE LA RED DE TRANSPORTE 17

4 ANEXO- ANÁLISIS DE EQUIPOS PARA AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-AREA 20

1 ANEXO – METODOLOGÍA DE PROBABILIDAD DE ÉXITO

1.1 ESTIMACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE (eólica y fotovoltaica) PARA EL ESCENARIO PREVISTO EN 2030

Tal y como se ha detallado en apartados previos, las expectativas de los promotores de nueva generación que se reflejan tanto en el volumen de permisos de acceso y conexión ya otorgados como en las solicitudes remitidas en la fase de propuestas del proceso de planificación superan ampliamente los valores de instalación del Escenario Objetivo del PNIEC para el horizonte de estudio 2030. Por este motivo, se ha utilizado como base la metodología ya desarrollada en la planificación 2021-2026 que permitía estimar las ubicaciones más favorables para el despliegue de la generación solicitada en función de criterios inspirados en los principios rectores de la planificación de maximización de la producción renovable, evacuación de las renovables en base a recursos, compatibilización con restricciones medioambientales, maximización del uso de la red existente y cumplimiento de los principios de eficiencia y sostenibilidad económica. Por este motivo, este anexo tiene como objetivo describir la metodología empleada para determinar las instalaciones de generación seleccionadas en el escenario elegido en el ejercicio de planificación.

La selección de instalaciones consideradas se basa en una estimación de la probabilidad de éxito de cada una de estas en base a tres aspectos fundamentales:

- Probabilidad de éxito asociada a la tramitación y localización de la instalación (Prob.éxito$_{tram}$).
- Probabilidad de éxito asociada a la distribución geográfica del recurso renovable existente (Prob.éxito$_{rec}$).
- Probabilidad de éxito asociada a externalidades como el precio del suelo (Prob.éxito$_{ext}$).

Estas tres probabilidades de éxito individuales han sido ponderadas para obtener una única probabilidad de éxito global (Prob.éxito$_{Global}$) que indicará la probabilidad de que una instalación con permiso de acceso o nueva propuesta finalmente esté instalada y en servicio en el horizonte 2030. Se calcularía conforme a la siguiente expresión:

$$Prob.\ éxito_{Global} = K_{tram} \cdot Prob.\ éxito_{tram} + K_{rec} \cdot Prob.\ éxito_{rec} + K_{ext} \cdot Prob.\ éxito_{ext}$$

El rango de valores de la probabilidad de éxito global (Prob.éxito$_{Global}$) varía entre 0 y 1, donde 0 representa que no es probable que esté instalada y en servicio en 2030, mientras que 1 indica una alta probabilidad de que efectivamente lo esté:

$$0 \leq Prob.\ exito_{Global} \leq 1$$

Es importante destacar que la suma de los pesos que ponderan las probabilidades de éxito (K_{tram}, K_{rec} y K_{ext}) es igual a 1 y que el resto de probabilidades de éxito (Prob.éxito$_{tram}$, Prob.éxito$_{rec}$, Prob.éxito$_{ext}$) también toman valores entre 0 y 1.

$$K_{tram} + K_{rec} + K_{ext} = 1$$

1.2 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA A LA TRAMITACIÓN Y LOCALIZACIÓN (Prob.éxito$_{tram}$)

De cara al cálculo de la probabilidad de éxito asociada a la tramitación y localización de instalaciones, se consideran por un lado aquellas instalaciones que cuentan actualmente con permisos de acceso, y por otro, aquellas que son propuestas para la Planificación.

***Prob.éxito$_{tram}$* de instalaciones con permisos de acceso**

Se determina en función del avance de la tramitación a 1 de abril de 2024 conforme a una metodología que, en función del hito administrativo en el que se encuentre la tramitación, asigna un porcentaje estimado de éxito a la instalación. Los hitos administrativos considerados son:

- *Hito 1*: solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa.
- *Hito 2*: obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable:
  La obtención de la DIA depende fuertemente de la localización y tecnología de la instalación, por este motivo se ha asociado a los mapas de zonificación ambiental elaborados por la Secretaría de Estado de Medioambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD)[1] y que se muestran en la Figura 1.
- *Hito 3*: obtención de la autorización administrativa previa.
- *Hito 4*: obtención de la autorización administrativa de construcción.
- *Hito 5*: obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva.

Evidentemente, el paso a hitos superiores está supeditado a la consecución de hitos iniciales, por lo que se calcula exclusivamente la probabilidad del hito en el que se encuentra la instalación e hitos posteriores, considerando los anteriores con valor 100%. El valor concreto de probabilidad de éxito otorgado a la superación de cada hito, excepto el hito 2, se ha obtenido teniendo en cuenta el histórico de puesta en servicio de instalaciones y su grado de tramitación con un determinado horizonte.

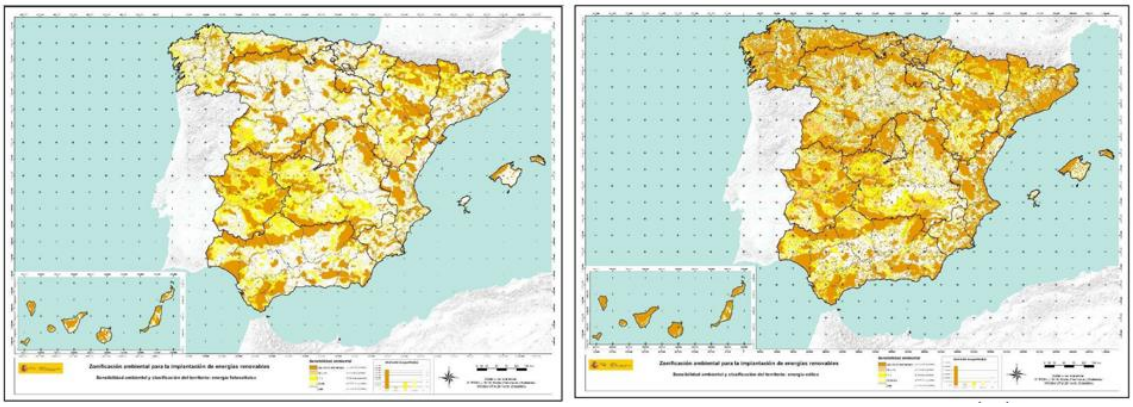

Figura 1. Mapas de zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: fotovoltaica y eólica. *Fuente: MITERD*

[1] *"Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica"* actualizado en 2023. Este estudio se concibe como una herramienta en los procesos de decisión sobre la ubicación de infraestructuras energéticas. La herramienta cartográfica de este estudio es accesible al público general en el siguiente enlace: https://sig.mapama.gob.es/geoportal/

De forma adicional, se ha incluido un factor variable que favorezca a aquellas instalaciones localizadas en emplazamientos más cercanos a la subestación de conexión. Este factor responde a la dificultad asociada al desarrollo y tramitación de red por parte de los promotores en localizaciones muy alejadas de los puntos de conexión.

***Prob.éxito$_{tram}$* de instalaciones propuestas para la Planificación**

La probabilidad de éxito asociada a las propuestas de planificación se ha establecido con los siguientes objetivos: dar cabida a nuevas instalaciones de generación en aquellas zonas donde ya existe red de transporte y exista un gran interés y, el desarrollo de red en zonas donde no exista red de transporte pero con un gran interés por parte de los promotores.

El cálculo consta de dos términos diferenciados:

- Un término incorpora la zonificación ambiental asociada a la localización de la instalación de una forma análoga a la indicada para permisos de acceso.
- El otro término asigna probabilidades más altas a instalaciones cercanas a subestaciones existentes, o a líneas o cables que permitan extender la red de transporte a zonas de gran interés. En este último caso se ha llevado a cabo un proceso de *clustering* o asociación de las propuestas de planificación alejadas de la red de transporte, pero cercanas entre ellas, incrementando localmente la potencia considerada y valorando más más homogéneamente el interés de los sujetos.

1.3 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA AL RECURSO RENOVABLE (Prob.éxito$_{rec}$)

Se ha realizado con el objetivo de favorecer aquellas instalaciones localizadas en zonas de alto recurso renovable. Para cuantificar el recurso a nivel municipal, se han empleado distintas fuentes de datos en función de la tecnología y emplazamiento.

Recurso solar

Se han considerado medidas históricas de generación de las instalaciones ya puestas en servicio. Gracias a técnicas avanzadas como la triangulación de Delaunay (Figura 2) y los polígonos de Thiessen (Figura 3) es posible asegurar la correcta representación y precisión de dichas medidas. La ventaja del uso de medidas reales frente a los mapas de recurso recae en la consideración de factores adicionales como la contaminación y la salinidad. Adicionalmente, también se ha tenido en cuenta la tecnología empleada y la eficiencia de las propias instalaciones.

La triangulación de Delaunay es una técnica ampliamente extendida en el análisis de datos geográficos que permite ver claramente cómo se relacionan los datos entre sí y permite ajustarlos con los de las instalaciones cercanas. Esta técnica consiste en conectar las ubicaciones de las instalaciones de la manera más eficiente posible a través de triángulos lo más uniformes posibles.

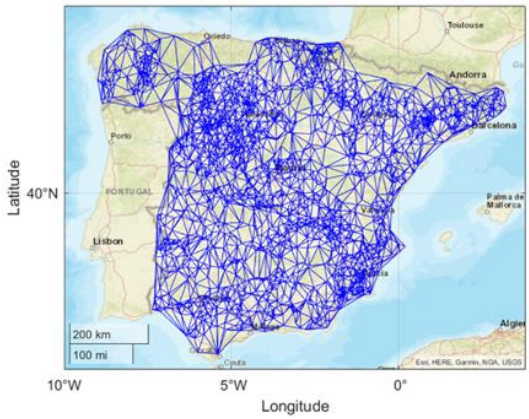

Figura 2. Triangulaciones de Delaunay

Mediante los polígonos de Thiessen se puede dividir el mapa en regiones, asignando una zona a cada instalación con el fin de verificar su área de influencia.

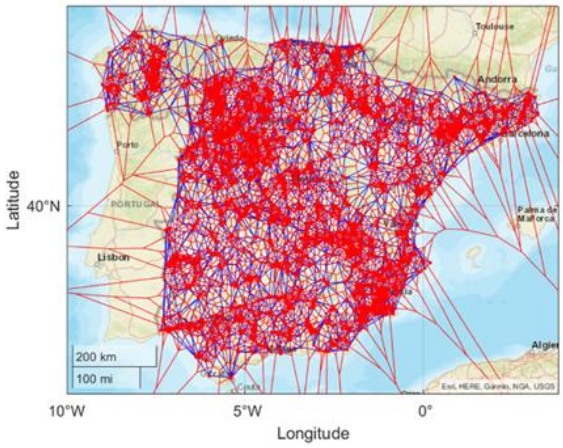

Figura 3. Polígonos de Thiessen

La Figura 4 muestra las horas equivalentes de producción fotovoltaica a nivel municipal en el territorio peninsular. Para la obtención de una medida equivalente a nivel municipal, se ha asociado la superficie descrita por los polígonos de Thiessen con los límites municipales. De esta forma se ha podido asignar a cada municipio una medida de recurso equivalente y representativa de las medidas en esa región.

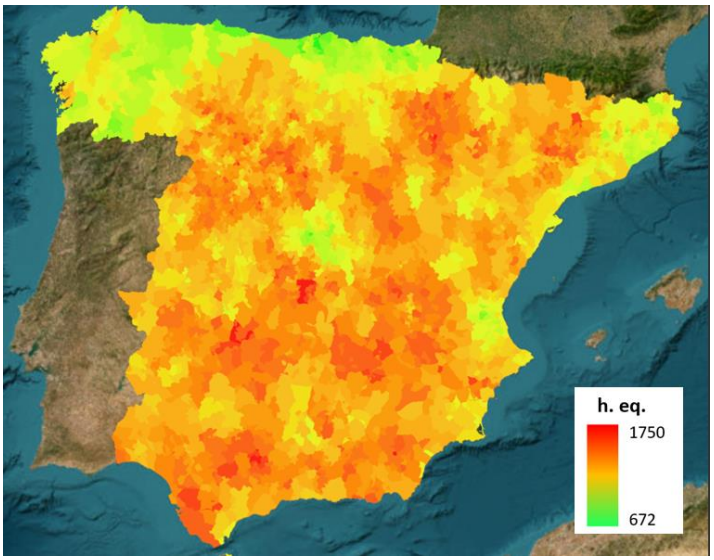

Figura 4. Horas equivalentes de producción fotovoltaica a nivel municipal en el territorio peninsular

Por otra parte, en territorios no peninsulares, al no contarse con un número suficiente de medidas, se ha decidido emplear el mapa de recurso fotovoltaico "World Photovoltaic Power Potential (PVOUT)" publicado por el World Bank en el año 2020.

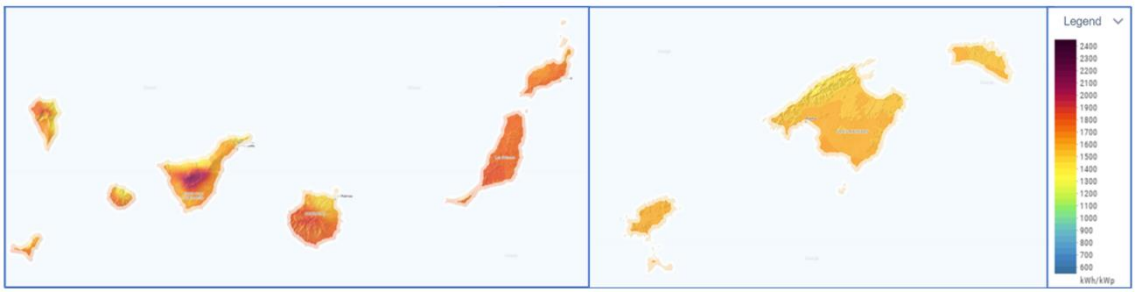

Figura 5. Horas equivalentes de producción fotovoltaica en el territorio no peninsular.
Fuente: "World Photovoltaic Power Potential (PVOUT)" World Bank, 2020

Recurso eólico

Se ha tomado como referencia el "Atlas eólico" publicado por IDAE a 100 metros de altura. Esta ha sido la mejor opción dada la cantidad insuficiente de medidas en algunas partes del territorio de los mapas de recurso. Por otra parte, se ha decidido emplear la altura de referencia a 100 metros debido a la creciente altura de los nuevos aerogeneradores[2]. Es importante destacar que como medida representativa del potencial existente en el municipio estudiado se ha tomado la mayor potencia eólica registrada en el mapa de recurso a nivel municipal, y no la media. Se ha tomado esta aproximación valorando que los promotores tenderán a maximizar el potencial de sus instalaciones en su localización definitiva.

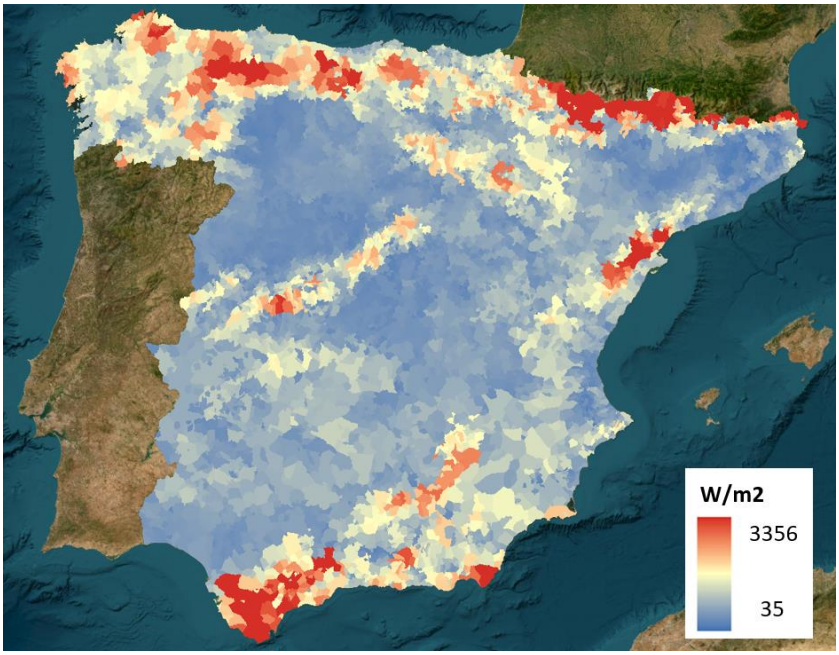

Figura 6. Potencia eólica máxima (W/m2) a nivel municipal

[2] Basado en el informe "Land-Based Wind Market Report" publicado por Berkeley Lab en su edición del año 2024

De una forma similar a la realizada para el recurso fotovoltaico, en territorios no peninsulares, se ha empleado el mapa de recurso eólico “Global Wind Atlas” publicado por el World Bank.

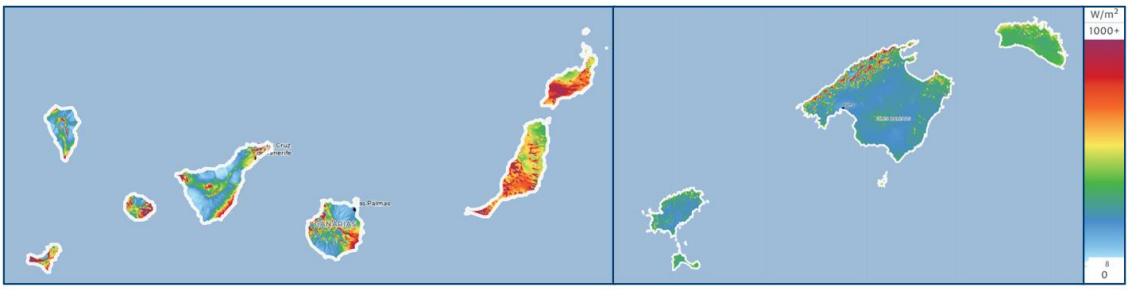

Figura 7. Potencia eólica en el territorio no peninsular. *Fuente: “Global Wind Atlas” World Bank*

1.4 PROBABILIDAD DE ÉXITO ASOCIADA A EXTERNALIDADES (Prob.éxito$_{ext}$)

Finalmente, el último factor para calcular la probabilidad de éxito global de la instalación es el término asociado a externalidades. En este caso, se ha considerado como externalidad relevante el precio del suelo, asumiendo que la probabilidad de éxito se relaciona de forma inversamente proporcional al precio del suelo. El precio del suelo se ha estimado a partir del valor de 750.000 parcelas de suelo rústico obtenidas a través de la Sede Electrónica del Catastro.

.

2 ANEXO - NECESIDADES DE GENERACIÓN SÍNCRONA MÍNIMA

La transición energética y la trasformación de un sistema eléctrico basado en generadores síncronos convencionales a un sistema eléctrico dominado por tecnologías como la eólica y la fotovoltaica, no conectadas síncronamente a la red, sino a través de una interfaz de *electrónica de potencia (EP)*, supone un cambio de paradigma para la estabilidad del sistema eléctrico.

Los generadores síncronos son máquinas rotativas que transforman energía mecánica en energía eléctrica, que giran a una velocidad "constante", manteniendo un vínculo rígido con la frecuencia de la red. Su respuesta ante perturbaciones viene fundamentalmente marcada por leyes físicas electromagnéticas y electromecánicas, derivadas de sus características constructivas. De esta manera, son capaces de aportar al sistema determinadas propiedades (inercia, potencia de cortocircuito…) de manera intrínseca e instantánea.

Las tecnologías eólica y fotovoltaica, que van a formar parte de más del 60% del mix energético en el escenario de estudio, son tecnologías en las que la interfaz de electrónica de potencia que se interpone entre el generador y la red hace que su respuesta ante perturbaciones sea fundamentalmente derivada del diseño y programación de sus controles. Actualmente, con carácter general, este tipo de tecnología carece de capacidad de proveer respuesta inercial y de establecer la frecuencia[3]. Además, su inyección de corriente ante cortocircuito difiere de la respuesta inherente y natural de los generadores síncronos introduciendo retrasos en su respuesta y siendo de un valor inferior al de los generadores síncronos.

El sistema eléctrico, para funcionar de manera segura y estable, necesita disponer de determinadas capacidades: respuesta inercial, fijación de la frecuencia, niveles mínimos de potencia de cortocircuito, control dinámico de tensión… que, si no son provistas por las tecnologías basadas en electrónica de potencia, tienen que ser provistas por tecnologías síncronas.

La generación síncrona mínima imprescindible para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, se conoce como *"Must-Run síncrono" (MRS).* El MRS viene determinado por la potencia, ubicación y tecnología de los grupos síncronos acoplados en cada escenario, así como por las capacidades técnicas de todos los generadores acoplados (síncronos y no síncronos). No existe una solución única de must-run, sino que hay varias posibilidades para la provisión de estas necesidades de generación síncrona en el sistema que aseguran un correcto funcionamiento. En caso de que el propio mercado no garantizase el acoplamiento de la cantidad y distribución necesaria de generación síncrona en el sistema, ésta debería ser acoplada por restricciones técnicas por motivos de estabilidad. Desde el punto de vista del "MSR, lo relevante no es la potencia producida por los grupos, sino la potencia síncrona nominal conectada.

El MRS que se ha considerado para los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte con horizonte final 2030, se basa en generación síncrona, en particular, generadores nucleares y ciclos combinados. En el caso de la generación nuclear, se ha tenido en cuenta el escenario fijado por el

[3] La tecnología *grid forming* no es en la actualidad un requisito establecido en la normativa nacional, por lo que de facto, no se incorpora a los generadores eólicos y fotovoltaicos que se instalan en el sistema. Actualmente y de manera mayoritaria la tecnología de los convertidores de electrónica de potencia de los generadores eólicos, fotovoltaicos y baterías sigue siendo la que se denomina *grid following*, es decir, seguidores de red, y que necesitan por tanto que la frecuencia de la red sea fijada por los generadores síncronos.

PNIEC, y se han considerado solo los grupos previstos de estar todavía en funcionamiento en 2030 acorde al calendario vigente. El MRS considerado ha sido de 3 grupos nucleares y 7 grupos térmicos de ciclo combinado distribuidos a lo largo de la geografía peninsular.

La nueva tecnología de los convertidores de electrónica de potencia de los generadores eólicos, fotovoltaicos y baterías, conocida como *grid forming*, podría minorar la necesidad de acoplamiento de generación síncrona y por tanto del MRS. Si bien, resulta razonable y prudente, el no considerar a efectos de la determinación de las necesidades de MRS, una penetración elevada de convertidores *grid forming* en el sistema, teniendo en cuenta que:

- La legislación europea (nuevos códigos de red de conexión)4 sobre grid forming no está aprobada en el momento de realización de los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte horizonte 2030.
- El borrador de dicha normativa establece un período de tres años para la aplicabilidad de los requisitos grid forming.
- La aplicabilidad y a nivel nacional de estos requisitos implica la aprobación de desarrollos normativos de implementación.

Es importante señalar que el MRS considerado para los estudios del plan de desarrollo de la red de transporte 2025-2030 antes referido, que permite maximizar la integración de energías renovables, requiere que toda la nueva generación que se conecte al sistema lo haga con capacidad para permanecer conectada ante huecos de tensión.

Una de las principales problemáticas cuando hay reducida generación síncrona conectada en el sistema eléctrico peninsular, son las desconexiones masivas de generación ante perturbaciones (cortocircuitos) en la red, sobre todo motivadas por generación conectada sin suficiente robustez frente a estas perturbaciones de hueco de tensión. Existe un límite de desconexión máxima de generación, cuya cota superior son 3.000 MW correspondiente al valor de desequilibrio generación-demanda para el dimensionamiento de las reservas de regulación primaria *(FCR – Frequency Containment Reserves)* a nivel europeo. En todo caso, en función de la situación concreta del sistema, el límite puede ser inferior motivado por limitaciones nacionales de estabilidad. Cuanto menor sea la generación síncrona conectada, mayor será, en general, la extensión y profundidad de los huecos de tensión y, por tanto, mayor será el volumen de generación de electrónica de potencia que se desconecte.

Cabe señalar que la propuesta del Real Decreto para el reglamento general de suministro y contratación ya propone requisitos de robustez frente a huecos de tensión a los futuros generadores eólicos y fotovoltaicos tipo A (< 0,1 MW) al igual que ya ocurre para los tipo B.

Las necesidades de generación síncrona mínima acoplada en los sistemas no peninsulares están asociadas a los desbalances máximos postulables en dichos sistemas ante fallo simple. Por ello, para preservar las condiciones de estabilidad de frecuencia en dichos sistemas, requieren del

[4] Nuevo reglamento Europeo sobre requisitos técnicos a generadores (RfG v2: Requirement for generators v2)

establecimiento de limitaciones de generación por posición. Dichas limitaciones se articulan en el cálculo de la capacidad de acceso de generación[5].

[5] Resolución 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 generación a la red de transporte y a las redes de generación (RDC/DE/002/24).

3 ANEXO - CALIDAD DE SERVICIO Y RELACIÓN CON CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE TRANSPORTE

3.1 SITUACIÓN HISTÓRICA DE LA CALIDAD DE SERVICIO DE LA RED DE TRANSPORTE EN EL CONJUNTO DE LOS SISTEMAS PENINSULAR, BALEAR Y CANARIOS

En la última década, la red de transporte del *Sistema Eléctrico Español* (SEE) ha mantenido, en términos generales, unos niveles adecuados tanto en continuidad como en el resto de los aspectos relativos a la calidad de suministro.

Los indicadores globales de continuidad de suministro de la red de transporte son la *Energía No Suministrada (ENS)* y el *Tiempo de Interrupción Medio (TIM).* El valor de referencia más relevante es el asociado al TIM, que la normativa establece en 15 minutos.

En los *Sistemas Eléctricos Peninsular (SEPE)* y *Balear (SEB)* los indicadores globales de continuidad de suministro han permanecido estables dentro de los valores de referencia establecidos en la normativa vigente, reflejando un nivel de calidad global adecuado, y tendente a la mejora, particularmente en el SEPE. Sin embargo, en los *Sistemas Eléctricos Canarios (SEC)* se ha puesto de manifiesto un grado de calidad inferior, registrándose en los últimos 10 años mayores desviaciones respecto a los indicadores de referencia de continuidad de suministro.

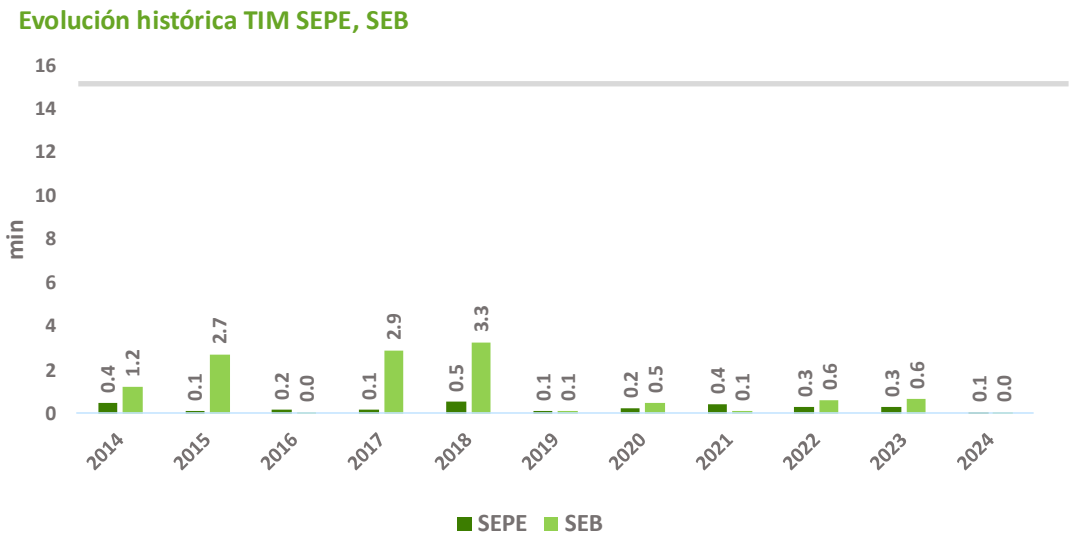

Figura 8. Evolución histórica del TIM en el SEPE y en el SEB.

Figura 9. Evolución histórica del TIM en el SEC.

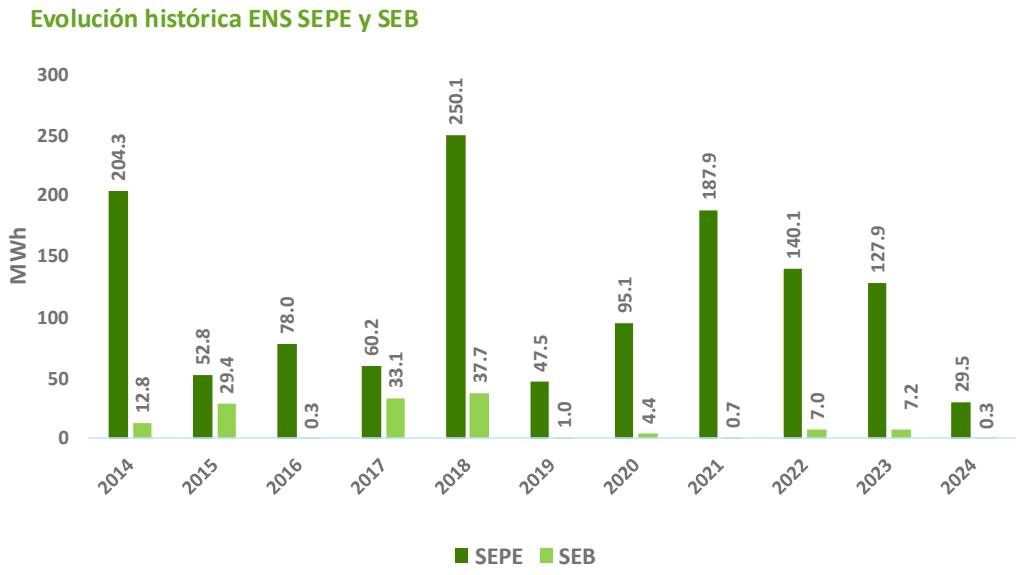

Figura 10. Evolución histórica de la ENS en el SEPE y en el SEB.

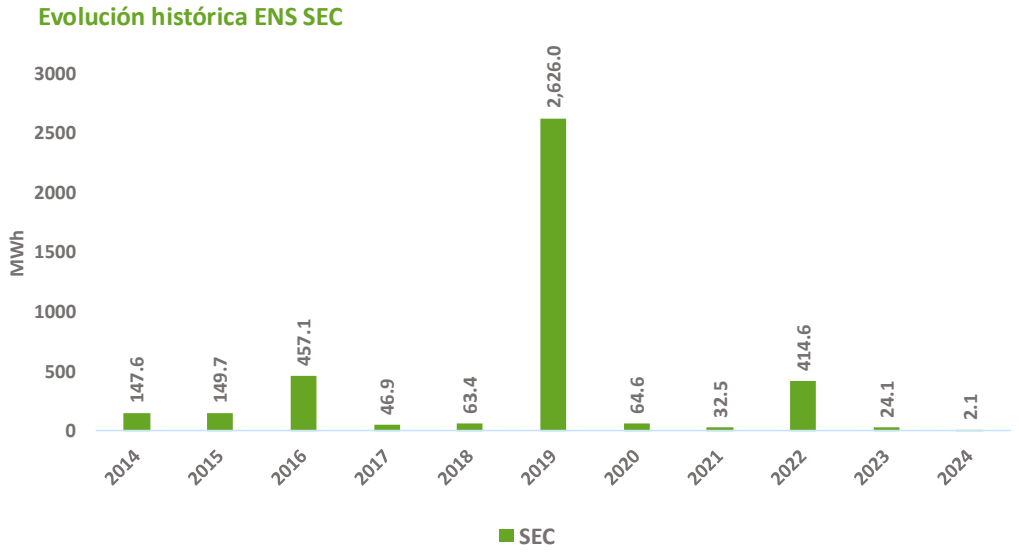

Figura 11. Evolución histórica ENS en el SEC.

Otro indicador relevante, aunque sin niveles de referencia normativos, es el *número de incidentes* (NI) con interrupción de suministro en la red de transporte, que se sitúa para los distintos sistemas eléctricos en una media en los últimos diez años de 15, 3 y 7 interrupciones anuales para SEPE, SEB y SEC respectivamente. La evolución de este indicador muestra una tendencia a la baja en los sistemas peninsular y canarios, y más estable en el sistema eléctrico balear con un máximo de 6 interrupciones en el año 2022.

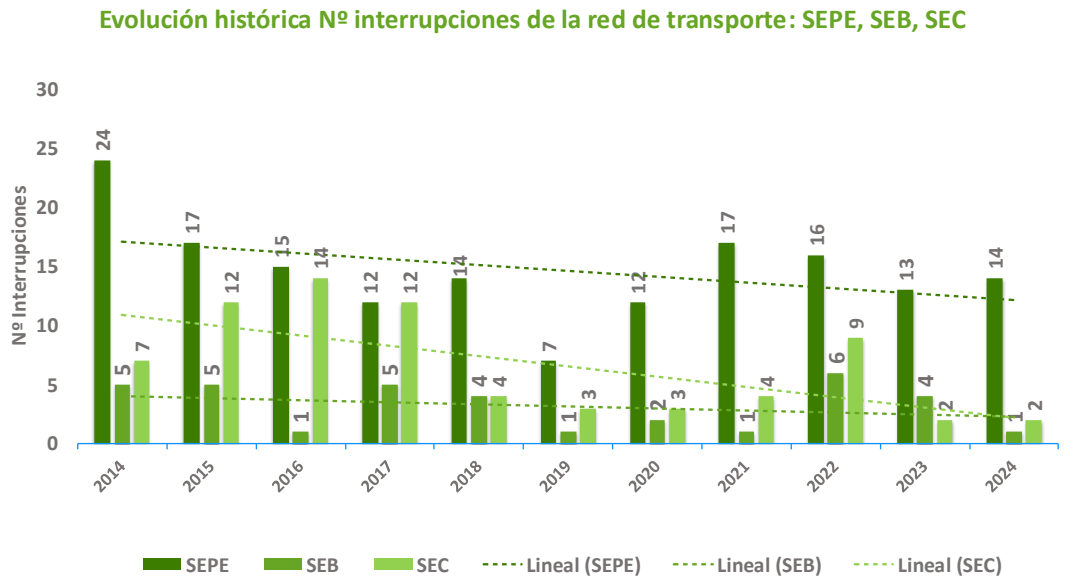

Figura 12. Evolución histórica del NI con resultado de interrupción de suministro de la red de transporte en el SEPE, SEB y SEC.

3.2 ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO DE LA TOPOLOGÍA Y MALLADO DE LA RED DE TRANSPORTE

A continuación, se presenta un análisis para los distintos sistemas eléctricos en el que se relacionan características topológicas, y de mallado de la red de transporte, con los efectos en términos de ENS, TIM o NI asociadas. El objetivo de éste es proporcionar información relevante para la identificación de posibles necesidades de desarrollo de la red de transporte ligadas a la mejora de las características topológicas y estructurales que puedan tener efectos positivos desde el punto de vista de la calidad de servicio.

Como factores generales más relevantes con influencia en la continuidad de suministro se han identificado la topología de la red de transporte y la influencia de la red subyacente a la red de transporte.

La topología de la red de transporte se ha analizado teniendo en cuenta la influencia sobre la continuidad de suministro de la topología local de los nudos en los que se han registrado las interrupciones de suministro de la red de transporte. Particularmente la relativa a subestaciones con configuración de simple barra (como capítulo más relevante de las instalaciones de configuración no preferente según el PO13.3) y con afectación más significativa en el conjunto del SEC.

En efecto, en las subestaciones con configuración de simple barra del conjunto de SEC se observa la ocurrencia de un 78% del número total de interrupciones registradas entre los años 2014-2024, contribuyendo con un 78% de la ENS total de dicho conjunto de sistemas, pese a representar, este tipo de configuración, un 48% del número de nudos y aproximadamente un 49% de la potencia instalada de transformación transporte-distribución.

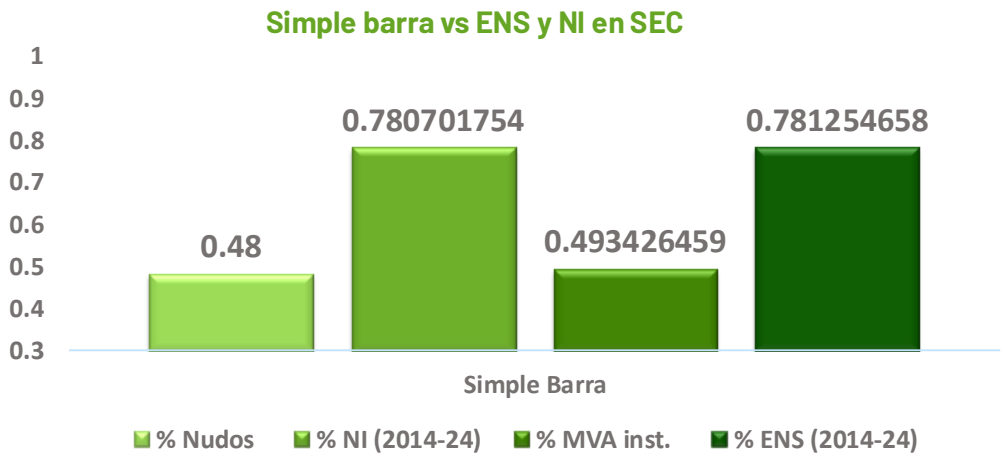

Figura 13. Efecto simple barra. Porcentaje de nudos con esta configuración y de potencia instalada de transformación T/D y comparativa con porcentaje de NI por punto frontera y ENS.

El mallado de las subestaciones es un factor significativo que considerar. Un mayor grado de mallado favorece, con carácter general, una mejor resiliencia del sistema en términos de reducción de ocurrencia de incidentes que resulten en interrupción del suministro, y en minimizar el impacto de éstas una vez puedan producirse.

En particular, la influencia de dicho aspecto es significativamente mayor en el caso de las interrupciones a los consumidores conectados directamente a la red de transporte, en los que se observa una concentración del 79% de los incidentes con interrupción de suministro para subestaciones con este tipo de consumidores, y en las que el porcentaje de nudos insuficientemente mallados se sitúa en el 67%.

Figura 14. Distribución de conexión de consumidores conectados directamente a la red de transporte y de la ocurrencia de interrupciones en relación con la situación de mallado en los nudos en los que se conectan.

Adicionalmente, por la naturaleza particularmente electrointensiva de los consumidores conectados directamente en la red de transporte, los efectos de la interrupción de suministro en las subestaciones donde conectan pueden ser relevante en términos de ENS, aspecto que procede considerar en términos de desarrollos del sistema que puedan planificarse para alimentar instalaciones de consumo de este tipo. En este sentido, se observa que el 85% de la ENS asociada a interrupciones de suministro a consumidores directamente conectados a la red de transporte se concentra en nudos insuficientemente mallados.

En cuanto a la influencia sobre la red subyacente en situaciones de indisponibilidad en la red de transporte en nudos insuficientemente mallados, se identifica la necesidad, particularmente significativa para el conjunto de los sistemas eléctricos no peninsulares, de que la red de distribución cuente con un apoyo suficiente desde la red de transporte.

El grado de apoyo que la propia red de distribución pueda aportar frente a interrupciones de suministro en puntos frontera de la red de transporte, permite minimizar el impacto de dichas perturbaciones en el consumidor final. En este sentido, es claro el efecto positivo del grado de apoyo propio de distribución sobre la ENS media y sobre la media de *tiempo de interrupción* (TI) en puntos frontera de la red de transporte.

Como se ilustra en la figura siguiente a partir de los datos históricos 2014-2024, un adecuado grado de apoyo, por encima del 50% reduce significativamente la media de TI y ENS.

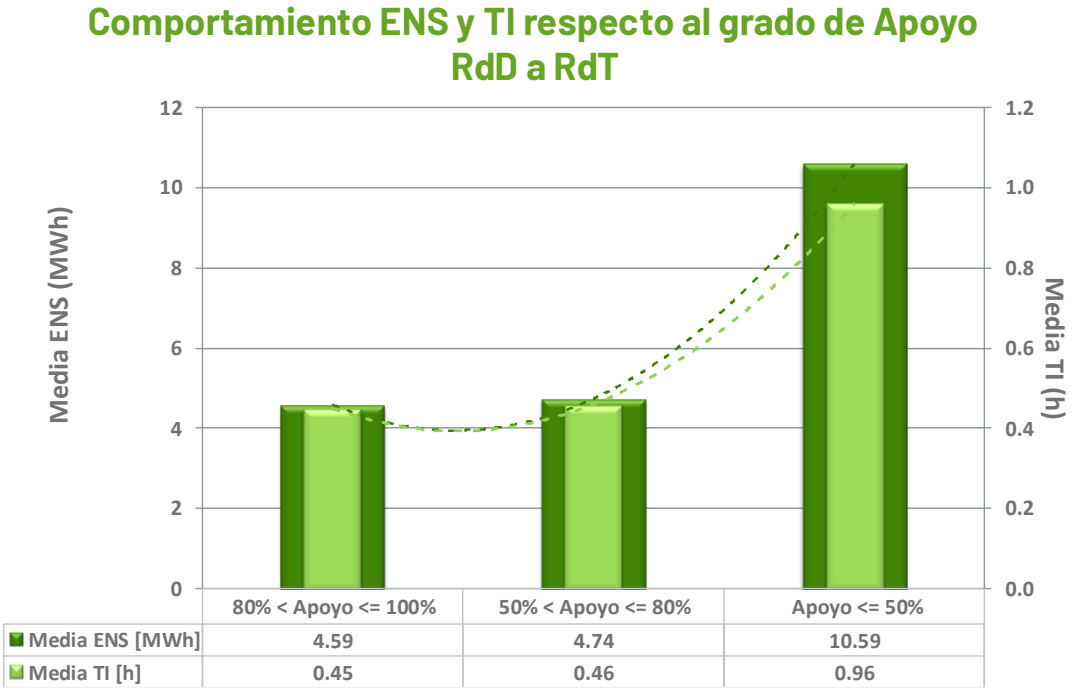

Figura 15. Afección grado apoyo propio RdD ante indisponibilidad de RdT vs ENS y TI

4 ANEXO- ANÁLISIS DE EQUIPOS PARA AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES INTER-AREA

La estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico es la capacidad del sistema para mantener el sincronismo y las variables de estado del sistema dentro de sus rangos de seguridad, ante pequeñas perturbaciones derivadas de variaciones en la demanda, en la generación, apertura de líneas, etc.

Los fenómenos de oscilaciones electromecánicas son intrínsecos a la propia naturaleza de los sistemas eléctricos. Las oscilaciones inter-área, en las que grupos de generadores oscilan coherentemente con otras áreas del sistema, tienen especial relevancia en sistemas eléctricos de gran tamaño -como es el caso del sistema síncrono continental europeo - con impedancias altas entre sus extremos y el centro – situación actual de la interconexión del sistema ibérico con Francia. Estas oscilaciones, de frecuencia típica entre 0,1 Hz y 0,5 Hz, no constituyen un problema para el sistema si están correctamente amortiguadas. De lo contrario, un débil amortiguamiento puede ocasionar que "espontáneamente" (ante variaciones pequeñas y normales de variables del sistema) o ante perturbación, se exciten los modos habituales de oscilación de los generadores, y aparezcan oscilaciones crecientes en los parámetros de funcionamiento del sistema –frecuencia, flujos de potencia, tensiones-.

Si estas oscilaciones no son debidamente corregidas, se puede ocasionar un incidente a nivel global del sistema síncrono interconectado. La literatura técnica [1] así como el procedimiento de operación 13.1 [2], establecen un umbral mínimo de amortiguamiento del 5 % ante fenómenos oscilatorios del sistema eléctrico para garantizar su seguridad.

Desde hace años, y de forma especial a partir las oscilaciones detectadas el 1 de diciembre de 2016, la estabilidad oscilatoria del sistema es motivo de estudio y actuación por parte del operador del sistema. El incremento de intercambio de potencia entre el sistema español peninsular y el resto del sistema síncrono interconectado de Europa Continental (nueva interconexión HVDC por el Golfo de Bizkaia) es un factor de empeoramiento del amortiguamiento de los modos oscilatorios, por lo que deben adoptarse medidas mitigadoras adicionales. En este sentido, son numerosas las actuaciones que el operador del sistema ha realizado y/o promovido en los últimos años en aras de mejorar las condiciones de estabilidad oscilatoria:

- Acuerdos y protocolos de actuación en tiempo real entre los operadores del sistema español y francés:
    - Acuerdos de no realizar determinadas maniobras topológicas cerca de la frontera España-Francia con impacto negativo sobre la estabilidad de pequeña señal del sistema.
    - Procedimientos de actuación acordados y conjuntos en caso de eventos oscilatorios no amortiguados, que incluyen, entre otros, cambios en el modo de operación del HVDC Francia-España en situaciones de bajos amortiguamientos.
    - Habilitación, en el lado francés del control del HVDC España y Francia, para amortiguamiento de oscilaciones inter-área mediante modulación de potencia reactiva (POD-Q).

- Monitorización y estudio:
    - Implantación en el centro de control de Red Eléctrica (CECOEL) de un sistema de monitorización en tiempo real del comportamiento oscilatorio del sistema eléctrico a través de sistemas de área ampliada basados en las medidas proporcionadas por sincrofasores o PMU (Phasor Measurement Unit).
    - Análisis avanzados de las medidas de PMU orientados a predecir el amortiguamiento del sistema.
    - Mejora de los modelos europeos para estudios de estabilidad de pequeña señal, en el seno de ENTSO-E.

- Mejoras en el sistema de control de las conversoras HVDC para incrementar su efectividad ante eventos oscilatorios:
    - Cambios de ajustes del control de "emulación de alterna" del HVDC para mejorar la respuesta del HVDC durante fenómenos oscilatorios.
    - Especificaciones funcionales específicas en el proyecto del nuevo HVDC por el Golfo de Bizkaia orientadas a optimizar el comportamiento del futuro HVDC ante fenómenos oscilatorios.

- Actuaciones asociadas a la generación:
    - Revisión y mejora del ajuste de los medios de estabilización existentes, principalmente estabilizadores de potencia (PSS), en los generadores del sistema de potencia instalada relevante, para que contribuyan al amortiguamiento de las oscilaciones inter-área del sistema eléctrico continental europeo.
    - Requisitos [5] relacionados con el amortiguamiento de oscilaciones en la implementación nacional del Reg. (UE) 2016/631 de la Comisión Europea, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red: obligatoriedad de dotación de PSS a todos los generadores síncronos tipo D (>50 MW) y un requisito de no contribuir negativamente al amortiguamiento de oscilaciones de 0,1 a 1,5 Hz, para módulos de parque eléctrico tipo C y D (>5 MW o conectados a >110 kV).

A pesar de este amplio abanico de medidas, éstas resultan insuficientes para asegurar el nivel mínimo de amortiguamiento de oscilaciones (5 %) establecido en el P.O. 13.1. Son necesarias, por tanto, soluciones estructurales, algunas de las cuales ya fueron contempladas en el ejercicio de planificación 2021-2026.

La planificación 2021-2026 consideraba 4 STATCOMs con funcionalidad de amortiguamiento de oscilaciones – POD-Q – en las subestaciones SE 220 kV Vitoria (que ya se incluía en la red de partida), SE 220 kV Tabernas, SE 400 kV Moraleja y SE 220 kV Lousame). Adicionalmente, se identificó la necesidad de un equipo FACTS serie y se determinó la idoneidad de su ubicación en serie con la línea de 400 kV Piérola-Vic. Este dispositivo se adelantó de un horizonte más allá al 2026 a un horizonte 2026 en las Modificaciones de Aspectos Puntuales publicadas en julio de 2025.

La siguiente figura siguiente imagen presenta los resultados de la simulación de un evento (apertura de una línea cercana a la interconexión España-Francia) en el sistema ante el cual, de no disponer de medidas de mitigación para el amortiguamiento de oscilaciones (caso base, con línea roja) el sistema eléctrico presenta una respuesta oscilatoria inadmisible. Si se consideran en

el sistema las soluciones estructurales de mejora del amortiguamiento (4 STATCOMS y el equipo FACTS adicional), (línea verde), se observa una correcta evolución dinámica del sistema ante dicho evento.

Nº FACTS serie	Nº STATCOM	ξ (%)
1	1	(*)
1	2	2,5
1	3	4,5
1	4	6,5
(*) La simulación no termina por pérdida de sincronismo, por lo que no es posible evaluar el valor de amortiguamiento		

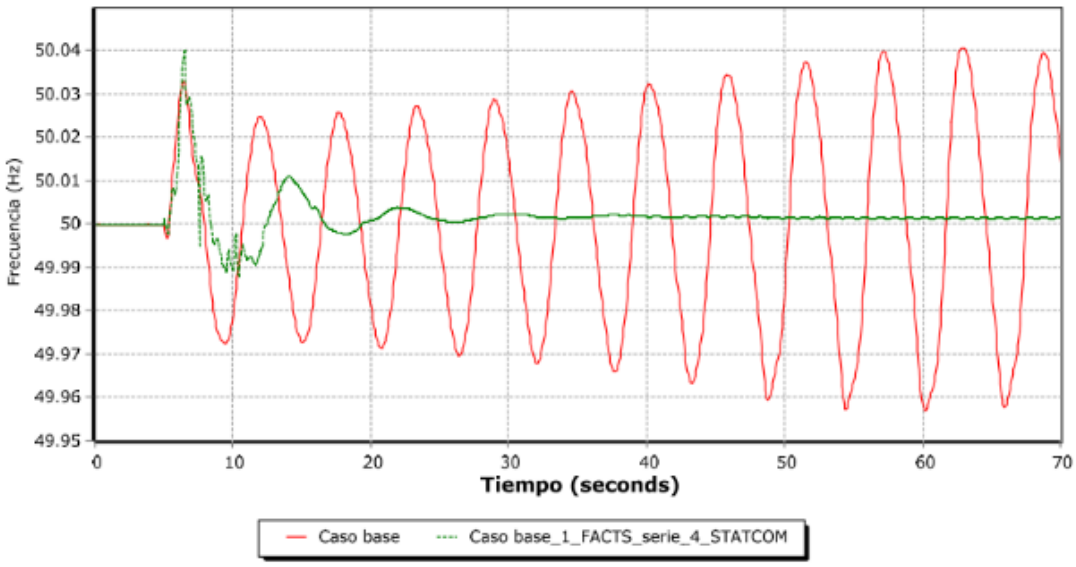

Figura 16. Efectividad de las soluciones estructurales de mejora del amortiguamiento del sistema

Como se puede observar, la inclusión de un FACTS adicional como medida estructural de mejora del amortiguamiento del sistema aporta un amortiguamiento añadido que es necesario para la consecución del objetivo del 5%.

Además, hay que hacer notar que el principio en el que se fundamenta el amortiguamiento de oscilaciones por un FACTS serie es diferente al de un STATCOM. Mientras que la acción de un STATCOM para amortiguar oscilaciones se basa en modificar el consumo de potencia activa de las cargas cercanas mediante la variación de la tensión de la zona en la que se conecta, el FACTS serie (TCSC) o serie-paralelo (UPFC) o dispositivo similar actúa de forma directa sobre la impedancia efectiva de la línea en la que se instala (que es una de las líneas principales por las cuales discurre la potencia oscilatoria), oponiéndose a dicho patrón oscilatorio.

Diversificar las soluciones estructurales con las que cuenta nuestro sistema hace que éste sea mucho más robusto y resiliente y que, en definitiva, la solución propuesta sea duradera en el tiempo y siga siendo válida ante la evolución futura del sistema.

Referencias

[1] «Analysis and Control of Power System Oscillations. Task force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38. Final Report.,» December 1996.

[2] P.O. 13.1 Criterios de desarrollo de la red de transporte.