

**red eléctrica**

Una empresa de Redeia

# Afección de solicitudes de acceso con compensadores síncronos a la seguridad del sistema

**Informe justificativo del Operador del Sistema**

Dirección General de Operación

Diciembre 2024

## Índice

---

1	Objeto.....	1
2	Afección por superación del umbral admisible de máxima corriente de cortocircuito .....	2
	2.1 Justificación técnica .....	2
	2.2 Metodología y resultados .....	3
3	Afección por riesgo de interacción torsional subsíncrona .....	4
	3.1 Justificación técnica .....	4
	3.2 Metodología y resultados .....	5
4	Referencias .....	10



## 1 Objeto

La Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 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 distribución, establece en su Anexo I lo siguiente:

*“En el caso de que nuevas solicitudes de acceso con compensador síncrono (CS) pudieran afectar a la seguridad del sistema por motivos tales como superación de los valores máximos admisibles de corriente de cortocircuito en el nudo o en la zona o riesgo de interacciones con otros equipos, el OS publicará, previa comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, un listado justificativo de nudos en los que concurren dichas circunstancias. Este informe deberá especificar, para cada nudo, las razones de seguridad que limitan o anulan la capacidad de acceso disponible en caso de incorporación de CS”*

En los siguientes apartados se incluye el listado de nudos en los que nuevas solicitudes de acceso con compensador síncrono (CS) pudieran afectar a la seguridad del sistema. Se establecen dos categorías de afección:

- a) **Nudos en los que se pueden superar los valores admisibles de corriente de cortocircuito** conforme a los Procedimientos de Operación 13.1 “Criterios de desarrollo de la red de Transporte” [1] y 12.2 “Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio” [2]. En estos nudos, **el operador del sistema denegará la solicitud de acceso con CS** en virtud de lo establecido en las propias especificaciones de detalle.
- b) **Nudos en los que**, conforme a la literatura técnica, **pudiera aparecer riesgo de resonancia subsíncrona torsional** (*Subsynchronous Torsional Interaction -SSTI-*) en caso de conectar un compensador síncrono. Este análisis de riesgo se realiza considerando metodologías de “screening” (Factor Unidad de Interacción -UIF-) recogidas en la literatura técnica<sup>1</sup> y ampliamente utilizadas en el sector para identificar riesgo de interacciones SSTI con equipos y dispositivos de electrónica de potencia, y en particular con estaciones convertoras de enlaces de alta tensión en corriente continua (*High Voltage Direct Current-HVDC-*). Dado que las metodologías utilizadas no son metodologías deterministas que confirmen el riesgo de aparición de estas posibles resonancias y que, aún en caso de que la metodología vislumbre cierto riesgo, lo que establece la propia literatura técnica es la necesidad de profundizar los análisis en estudios de detalle y garantizar un diseño adecuado. Debido a este posible riesgo, desde el OS, **no se recomienda en estos nudos la conexión de compensadores síncronos** por encima de unos tamaños orientativos a partir de los cuales las metodologías de “screening” identifican la necesidad de realizar análisis de detalle. En estos nudos, el OS considera que el promotor debe realizar estudios específicos de detalle para identificar los riesgos de aparición de SSTI. **No se denegará ninguna solicitud de acceso con estos equipos por este motivo.** En caso de que, a pesar de la recomendación del OS, el titular del permiso de acceso con CS decidiese instalar el CS, dicho titular sería el responsable de la realización de los estudios que considerase convenientes y del correcto diseño del equipo de cara a evitar el riesgo de este tipo de interacciones. El OS no se hará responsable de los posibles daños al compensador síncrono en el caso de que aparezcan fenómenos SSTI en estos nudos.

<sup>1</sup> Ver referencias de [3] a [11].

## 2 Afección por superación del umbral admisible de máxima corriente de cortocircuito

### 2.1 Justificación técnica

El cumplimiento de los límites de las corrientes de cortocircuito es esencial para garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico. Se debe evitar operar el sistema eléctrico por encima de estos límites, ya que podría tener consecuencias en la vida útil de los distintos elementos que lo componen o, en el peor de los casos, para la integridad física de las instalaciones.

Las razones principales para evitar exceder las corrientes máximas de cortocircuito son las siguientes:

- Protección de equipos y sistemas. Cuando se supera la intensidad máxima admisible de los equipos (como interruptores, transformadores u otros elementos), estos pueden sufrir daños, perder efectividad y reducciones en su vida útil.
- Interrupciones en la continuidad del servicio. Un cortocircuito que exceda la capacidad de los dispositivos de protección puede provocar la desconexión de parte de la red eléctrica, lo que podría derivar en incidentes para el sistema y afección a la seguridad y calidad de suministro.
- Cumplimiento normativo y estándares de seguridad. Los procedimientos de operación establecen límites para los rangos admisibles de cortocircuito del sistema que garantizan la integridad de los equipos.

Los procedimientos de operación 13.1 [1] y 12.2 [2], recogen sendos párrafos en los que se define como umbral a no superar, el 85% del valor máximo de corte o de diseño del elemento más débil de la subestación:

*“Con objeto de garantizar la efectividad de la apartamiento de corte de la subestación de transporte y la integridad del resto de los equipos de la misma, diseñados para un cierto valor de potencia de cortocircuito, la potencia nominal conectada más la aportada por la propia red simultáneamente en un punto no superará una intensidad de cortocircuito, ya sea por poder de corte o soportada, superior al 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.*

*En caso de que el titular de la instalación que se conecta a la red de transporte deseara elevar este límite, las modificaciones en la instalación de transporte serían a su cargo.*

*Todas las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán contar con un dispositivo físico y/o procedimientos de funcionamiento limitadores de potencia de cortocircuito para garantizar el cumplimiento de la limitación anterior”*

*“3.1.4 Corrientes de cortocircuito. Se comprobará que las corrientes de cortocircuito esperadas son admisibles para todos los equipos de la red de transporte, y que los interruptores son capaces de cortar dichas corrientes.*

*Se calcularán las corrientes de cortocircuito trifásicas máximas para los escenarios considerados. Se buscará que los valores calculados no superen el 85% de la capacidad del elemento más débil de las subestaciones afectadas. [...]”*

Los CS son, por definición, equipos que inyectan de manera natural corriente de cortocircuito y, más aún, los CS que acompañan a las solicitudes de acceso, que tienen normalmente diseños específicos que priorizan una inyección elevada de corriente de cortocircuito para maximizar la fortaleza de la red y la capacidad de acceso de módulos de parque eléctrico (MPE) en el nudo según el criterio ligado a la potencia de cortocircuito (criterio WSCR). Por lo tanto, conforme a los citados procedimientos de operación, por los motivos expuestos anteriormente, no se deben instalar en nudos en los que la corriente de cortocircuito estimada en el escenario horizonte final de la planificación vigente, supera el umbral del 85% establecido en la normativa.

## 2.2 Metodología y resultados

Los estudios de valores esperados de corriente de cortocircuito se han realizado sobre una muestra de casos estadísticamente significativa y representativa del fenómeno de cortocircuito del horizonte final de la planificación vigente. Para el cálculo se ha considerado:

- Disponibilidad total de la red.
- Impedancia nula de la falta.
- Las reactancias subtransitorias en los grupos.
- Condiciones planas de tensión.
- Tensiones nominales de la red.
- Los CS asociados a solicitudes de acceso con permisos otorgados.

Sobre la base de lo establecido en los procedimientos de operación antes mencionado, el umbral de admisibilidad considerado ha sido el 85% de la potencia de cortocircuito de la capacidad del elemento más débil de cada subestación. Se han considerado tanto intensidades de cortocircuito monofásicas como trifásicas.

En la Tabla 1 se recoge el conjunto de nudos en los que se supera el citado umbral del 85% y el más limitante de los tres criterios es el criterio WSCR. Estos nudos quedarán debidamente identificados en la publicación de capacidades de acceso que mensualmente actualiza el operador del sistema.

En caso de recibir una solicitud de acceso con CS en estos nudos, el OS denegará las solicitudes de acceso sobre la base de lo establecido en las nuevas especificaciones de detalle aprobadas mediante Resolución de 27 de junio de 2024, de la CNMC.

Se identifican 23 nudos, 20 en el sistema eléctrico peninsular español, 2 en los sistemas eléctricos de las Islas Baleares y 1 en los sistemas eléctricos de las Islas Canarias:

Comunidad Autónoma	Isla	Subestación	Margen cap. acceso MGES [MW]	Margen cap. acceso MPE [MW]	Reserva nudo de concurso
Andalucía	-	DON RODRIGO 220 kV	991	507	SI
Andalucía	-	DON RODRIGO B 220 kV	991	654	SI
Andalucía	-	PUERTO REAL 220 kV	669	243	SI
Andalucía	-	PLAZA II 220 kV	611	403	SI
Aragón	-	FUENDETODOS 220 kV	406	218	SI
Aragón	-	JALON 220 kV	440	174	SI
Baleares	Mallorca	POLIGONO BALEARES 66 kV	46	0	NO
Baleares	Mallorca	SANTA CATALINA 66 kV	110	43	NO
Canarias	Gran Canaria	ARGUINEGUIN 66 kV	31	23	NO
Castilla y León	-	MUDARRA 220 kV	297	157	SI
Castilla y León	-	MUDARRITA 220 kV	814	0	NO (*)
Cataluña	-	TRANSBADALONA 220 kV	612	141	NO (**)
Cataluña	-	VERNEDA 220 kV	820	131	SI
Cataluña	-	BADALONA 220 kV	612	45	NO
Cataluña	-	COLLBLANC 220 kV	803	741	NO
Cataluña	-	MATA 220 kV	763	131	NO
Cataluña	-	SANT ANDREU 220 kV	385	201	NO
Comunidad de Madrid	-	FUENTE HITO 220 kV	756	755	NO

Comunidad Autónoma	Isla	Subestación	Margen cap. acceso MGES [MW]	Margen cap. acceso MPE [MW]	Reserva nudo de concurso
Comunidad de Madrid	-	FUENCARRAL 220 kV	317	0	NO (**)
Comunidad Foral de Navarra	-	SERNA 220 kV	778	455	SI
Comunidad Valenciana	-	SAGUNTUM 220 kV	872	651	SI
Galicia	-	CASTRELO 220 kV	21	0	NO
País Vasco	-	VITORIA 220 kV	360	116	SI

Tabla 1: Listado de nudos a publicar en los que el OS denegará una solicitud de acceso con compensadores síncronos

(\*) Sin posibilidad de conexión de generación

(\*\*) Margen nodal reservado para la celebración de un concurso de generación en otro nudo de la red de transporte

Sobre la base de la información actualizada y publicada por el OS en fecha 4 de noviembre de 2024, para cada nudo se ha incluido el valor de capacidad de acceso disponible o reservado para concurso (i.e. margen de capacidad de acceso) para generación MPE y para MGES, así como indicación de si el nudo está reservado para concurso. Al ser nudos en los que la capacidad de acceso está limitada por el criterio WSCR, el valor de margen de capacidad de acceso para MPE representa el margen de capacidad de acceso por criterio WSCR, mientras que el valor de margen de capacidad de acceso para MGES representa el valor de margen disponible del siguiente criterio limitante mostrando la capacidad que se podría asignar con la instalación de compensadores síncronos. Se aprecia cómo en la práctica la no posibilidad de instalación de compensadores síncronos **va a tener efecto sobre la capacidad de acceso que actualmente pueden solicitar los promotores por criterio general limitado a zonas urbanas con menor interés para los promotores, dado que, en el resto de nudos**, la capacidad de acceso queda reservada para concurso.

## 3 Afeción por riesgo de interacción torsional subsíncrona

### 3.1 Justificación técnica

La resonancia subsíncrona torsional (*Subsynchronous Torsional Interaction* -SSTI-) es un fenómeno de inestabilidad en máquinas síncronas que afecta a los modos eléctricos o mecánicos del sistema en el rango de frecuencias inferiores a la de sincronismo, típicamente entre 10 Hz y 30 Hz. Este fenómeno se produce por una interacción de los sistemas eléctricos y mecánicos asociados a una máquina síncrona que implica un intercambio de energía entre la máquina y la red a una o más frecuencias naturales del sistema por debajo de la frecuencia fundamental de 50 Hz.

Particularizando para CS, las masas que caracterizan las máquinas y que pudieran entrar en oscilación con equipos basados en electrónica de potencia serían las mostradas en la **¡Error! No se encuentra el origen**

de

la

referencia..

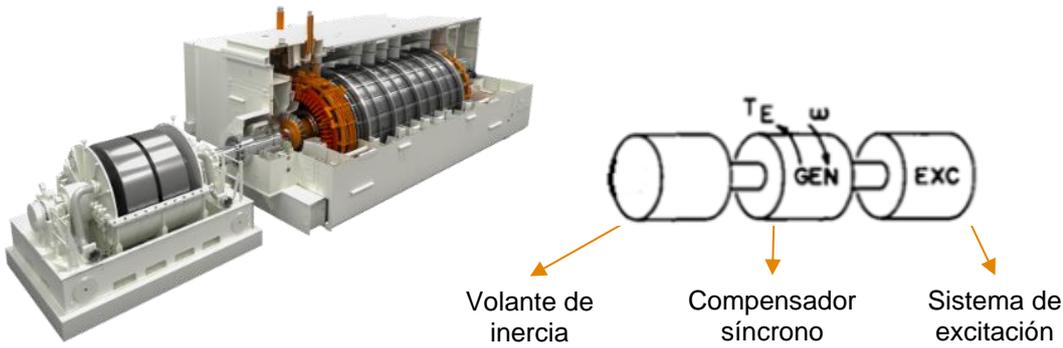


Figura 1 Modelo de masas de una máquina síncrona con volante de inercia.

Cabe destacar que el volante de inercia no es imperativo y que estará presente o no en función del diseño de la solución del compensador síncrono. La inclusión de volantes de inercia está normalmente motivada por la necesidad de incrementar la energía cinética del dispositivo, y no directamente por la necesidad de incrementar la inyección de corriente de cortocircuito, que es lo que motiva la incorporación de CS en las solicitudes de acceso.

La aparición de este tipo de resonancias/interacciones en el sistema ante la instalación de nuevos dispositivos que interactúan con los ya existentes produciría oscilaciones mecánicas y de potencia activa a frecuencias subsíncronas (< 50 Hz) que podrían dañar los propios compensadores síncronos u otros dispositivos del sistema eléctrico dañar los propios compensadores síncronos u otras máquinas eléctricas rotativas en la zona. Por consiguiente, resulta necesario valorar el riesgo de aparición de oscilaciones subsíncronas al incorporar CS al sistema eléctrico.

### 3.2 Metodología y resultados

Un método aproximado, comúnmente utilizado en la literatura técnica, para verificar la probabilidad de SSTI en presencia de dispositivos de electrónica de potencia se basa en el llamado factor unidad de interacción (UIF) [3]. Este factor determina el acoplamiento entre una máquina síncrona particular y un dispositivo de electrónica de potencia (por ejemplo, una estación convertora de un enlace de alta tensión en corriente continua -HVDC-) en relación con el resto de las máquinas síncronas del sistema. Este método de detección “screening” es una técnica sencilla basada en el cálculo de cortocircuito y el tamaño de los equipos cuya probabilidad de interacción se quiere evaluar.

La ecuación que define el factor UIF es la siguiente:

$$UIF_i = \frac{MW_{EP}}{MVA_i} \cdot \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{TOT}}\right)^2$$

Donde:

$UIF_i$ : Unidad de factor de interacción de la máquina síncrona  $i$

$MW_{EP}$ : potencia nominal del dispositivo de electrónica de potencia en MW

$MVA_i$ : potencia nominal de la máquina síncrona  $i$  en MVA

$SC_{TOT}$ : potencia de cortocircuito del nudo de conexión del convertidor incluyendo la máquina síncrona  $i$

$SC_i$ : potencia de cortocircuito del nudo de conexión del convertidor sin incluir la máquina síncrona  $i$ .

La fórmula UIF consta de dos componentes. El primer término representa la relación entre la potencia nominal en MW del convertidor (por ejemplo, equipo HVDC) y la potencia nominal en MVA de la máquina síncrona, mientras que el segundo término se refiere a la contribución de la máquina síncrona a la capacidad de cortocircuito en el bus donde está conectado el convertidor.

El umbral a partir del cual el factor UIF es indicativo de probabilidad de SSTI es 0,1 [3]. Por lo tanto, valores más altos de UIF implican mayor probabilidad de aparición de SSTI. Cabe destacar que este umbral está íntimamente relacionado con la tecnología HVDC LCC, siendo un valor conservador para tecnologías más actuales (por ejemplo, HVDC VSC). No obstante, independientemente de la tecnología, es el umbral comúnmente utilizado por los fabricantes HVDC para la detección de posibles interacciones (incluso en caso de tecnología VSC) que hagan necesaria la realización de estudios de mayor detalle (estudios de transitorios electromagnéticos o estudios EMT).

Teniendo en cuenta lo indicado, los equipos que pudieran vislumbrar cierta problemática de oscilaciones SSTI serían aquellos compensadores síncronos conectados en nudos de la red de transporte próximos a los equipos HVDC existentes o planificados. Estos equipos HVDC basados en electrónica de potencia serían los indicados en la Figura 2.



Figura 2 Equipos HVDC de interés para el análisis UIF ante la instalación de compensadores síncronos.

Los estudios y cálculos del factor UIF se han realizado sobre el escenario de estudio del horizonte final de la planificación vigente considerando, a efectos de la aplicación de la fórmula UIF, las características de las convertoras HVDC de la Figura 2. Ha de tenerse en cuenta que el modelado de la instalación síncrona tiene efecto sobre la inyección de corriente ante cortocircuito y, por ende, al resultado del factor UIF. Los parámetros de la máquina síncrona que principalmente afectan al cálculo son la reactancia de cortocircuito del transformador de conexión de la instalación síncrona y la reactancia subtransitoria de la propia máquina. Por ello, de cara a aportar realismo a los estudios realizados, se ha considerado un CS "típico" basado en un equivalente teniendo en cuenta el conjunto de solicitudes de acceso con compensador síncrono en la red de transporte a fecha del presente análisis. De este modo, los parámetros considerados para estas reactancias en el presente estudio corresponden al promedio ponderado de las 213 solicitudes de acceso con CS recibidas y cuyo resultado se presenta a continuación:

- Reactancia subtransitoria de la máquina síncrona:  $X'' = 0.036718$  pu (base CS)
- Reactancia de cortocircuito del transformador:  $X_t = 0.041033$  pu (base CS)

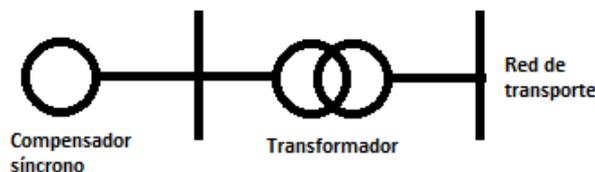


Figura 3 Modelo de Compensador Síncrono Típico

Cabe destacar que el factor UIF es también dependiente del tamaño del compensador síncrono considerado, por lo que el análisis se realiza teniendo en cuenta un incremento discreto, con un paso de 5 MVA, al objeto de determinar el tamaño máximo orientativo de compensador síncrono o agrupación de compensadores síncronos que podría instalarse en un determinado nudo del sistema eléctrico, próximo a equipos HVDC, sin que exista probabilidad de SSTI, es decir, sin que el umbral UIF de 0,1 sea superado. Cabe destacar que compensadores síncronos de similares características pueden considerarse una agrupación dado que las frecuencias de oscilación esperadas serían similares. A efectos de este análisis, se considera un tamaño máximo de

compensador síncrono o agrupación de compensadores síncronos a evaluar de 750 MVA para instalaciones en Península y de 250 MVA para instalaciones en las Islas Baleares. Es decir, no se han estudiado interacciones de CS o agrupaciones de CS mayores que los valores antes mencionados.

En cualquier caso, dado que este estudio es un estudio tipo “screening”, arroja como resultado si existe riesgo de interacciones SSTI, o, visto de otra forma, el tamaño aproximado del CS a partir del cual se vislumbra ese riesgo de posibles interacciones (valor de UIF superior a 0,1). La literatura técnica en los casos en los que  $UIF > 0,1$  aconseja estudios específicos y de detalle (estudios de transitorios electromagnéticos EMT) para determinar con precisión si realmente existe este riesgo y para eliminarlo con un diseño adecuado de controles y del propio compensador síncrono. Estos estudios específicos de detalle son complejos de realizar y requieren de un modelo EMT de detalle tanto del CS como de la convertora HVDC, modelos que normalmente sólo poseen los fabricantes de los equipos y que por temas de confidencialidad y propiedad intelectual es complicado conseguir. Los propios Procedimientos de Operación no permiten al OS compartir estos modelos con terceras partes debido a la necesidad de mantener la confidencialidad de aspectos relacionados con la propiedad intelectual.

Habida cuenta de lo anterior, en los nudos en los que el factor UIF es superior a 0,1 no resulta recomendable conectar CS por encima del tamaño máximo de CS referido en los resultados de los estudios sin realizar los estudios de detalle y, dependiendo de estos resultados, adaptar el diseño del equipo y sus controles. Debe tenerse en cuenta que, dado que los estudios se han hecho con características típicas de CS, estas pueden diferir del diseño real de los CS que los promotores instalen, por lo que este valor de tamaño máximo es meramente orientativo.

En la Tabla 2, se detalla el listado completo de nudos en los que se identifica un factor UIF superior a 0,1, indicando además el tamaño orientativo de CS instalado en ese nudo a partir del cual se supera este valor.

## Sistema peninsular

Comunidad Autónoma	HVDC con riesgo de interacción	Nudo	Tamaño orientativo CS (MVA) a partir del cual se identifica riesgo de SSTI
Cataluña	VSC Santa Llogaia	SANTA LLOGAIA 400 kV	10
		LA FARGA 400 kV	20
		BESCANO 220 kV	30
		JUIA 220 kV	30
		LA FARGA 220 kV	30
		BESCANO 400 kV	35
		FARNERS 400 kV	80
		FARNERS 220 kV	120
Comunidad Valenciana	LCC Morvedre	MORVEDRE 400 kV	580
		GATICA 400 kV	45
País Vasco	VSC Gatica	AMOREBIETA 400 kV	80
		AZPEITIA 400 kV	245
		GUEÑES 400 kV	710

## Sistema Balear

Isla	HVDC con riesgo de interacción	Nudo	Tamaño orientativo CS (MVA) a partir del cual se identifica riesgo de SSTI		
Formentera	LCC Santa Ponsa	FORMENTERA 132 kV	5		
		BOSSA 132 kV	5		
		IBIZA 132 kV	5		
		SAN JORGE 132 kV	5		
Ibiza	LCC Santa Ponsa	TORRENT 132 kV	5		
		IBIZA 66 kV	5		
		IBIZA 23 66 kV	5		
		TORRENT 66 kV	5		
		SANTA PONSA 220 kV	5		
		VALLDURGENT 220 kV	5		
		SANTA PONSA 132 kV	5		
		CALVIA 66 kV	5		
		PALMA NOVA 66 kV	5		
		SAN AGUSTIN BALEARES 66 kV	5		
		SANTA PONSA 66 kV	5		
		VALLDURGENT 66 kV	5		
		SON MOIX 220 kV	10		
		SON REUS 220 kV	10		
		ANDRATX 66 kV	10		
		COLISEO 66 kV	10		
		FALCA 66 kV	10		
		Mallorca	LCC Santa Ponsa	NUREDDUNA 66 kV	10
				PUERTO DE PALMA 66 kV	10
RAFAL 66 kV	10				
SANTA CATALINA 66 kV	10				
SON MOIX 66 kV	10				
SON PARDO 66 kV	10				
CA'S TRESORER 220 kV	15				
SON ORLANDIS 220 kV	15				
BIT 66 kV	15				
BUNYOLA 66 kV	15				
MARRATXI + MARRATXI B 66 kV	15				
SES VELES 66 kV	15				
SON ORLANDIS 66 kV	15				
SON REUS 66 kV	15				
POLIGONO BALEARES 66 kV	20				
LCC Santa Ponsa / VSC San Martin	CA'S TRESORER 66 kV	20			
	LLATZER 66 kV	20			
	MOLINES 66 kV	20			

Isla	HVDC con riesgo de interacción	Nudo	Tamaño orientativo CS (MVA) a partir del cual se identifica riesgo de SSTI
		SAN JUAN BALEARES 66 kV	20
		SON OMS 66 kV	25
		MURTERAR 220 kV	0
		SAN MARTIN BALEARES 220 kV	0
		ES BESSONS 220 kV	5
		LLUBI 220 kV	5
		ALCUDIA BALEARES 66 kV	5
		LLUBI 66 kV	5
		POLLENSA 66 kV	5
		SA POBLA 66 kV	5
	VSC San Martin	SAN MARTIN BALEARES 66 kV	5
		ES BESSONS + ES BESSONS B 66 kV	10
		INCA 66 kV	10
		MANACOR 66 kV	10
		SA VINYETA 66 kV	10
		ES BESSONS 132 kV	15
		LLUCMAJOR 66 kV	15
		ARENAL 66 kV	20

Tabla 2: Listado completo de nudos en los que se identifica un factor UIF superior a 0,1

Se identifican hasta 13 nudos en el sistema eléctrico peninsular español, en los que, en función del tamaño del CS podría aparecer riesgo de interacciones torsionales subsíncronas (SSTI) entre el CS y las estaciones convertoras de enlaces HVDC.

En el caso de Baleares, al tratarse de sistemas insulares no conectados síncronamente con la península, los niveles de potencia de cortocircuito son, en general, más bajos que en península y, por lo tanto, el riesgo de interacciones torsionales subsíncronas es mayor. En consecuencia, el número de nudos con riesgo de SSTI es significativamente más elevado que en península.

En Canarias, dado que no hay planificada ninguna convertora HVDC, no hay recomendación negativa de instalación de CS ningún nudo por riesgo de SSTI.

## 4 Referencias

---

- [1] P.O. 13.1 “Criterios de desarrollo de la red de transporte, aprobado mediante Resolución, de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de la Energía”.
- [2] P.O. 12.2 “Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio”, aprobado mediante Resolución, del 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía.
- [3] CIGRE Working Group C4B4.52 (2022). “Guidelines for Subsynchronous Oscillation Studies in Power Electronics Dominated Power Systems”
- [4] CIGRE Working Group B4.41 document 364. “Systems with multiple DC Infeed”
- [5] IEEE Subsynchronous Resonance Task Force of the Dynamic System Performance Working Group. Power System Engineering Committee. “First benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance”. Septiembre 1977
- [6] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee Power System Engineering Committee. “Proposed terms and definitions for subsynchronous oscillations”. Marzo 1980
- [7] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. “HVDC System control for damping of subsynchronous oscillations”. Julio 1982
- [8] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. “Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations”. Junio 1985
- [9] IEEE “Improvement of Subsynchronous Torsional Dampiong Using VSC HVDC”. 2002
- [10] IEEE “Investigation of SSTI Between Practical MMC-Based VSC-HVDC and Adjacent Turbo-generators Through Modal Signal Injection Test”. 2016
- [11] Derisking of subsynchronous torsional oscillations in power systems with conventional and inverter-based generation (arxiv.org). Mayo 2024

**red eléctrica**  
Una empresa de Redeia