



red eléctrica

Una empresa de Redeia

Revisión de los ajustes de tensión de las redes de evacuación peninsulares

**Propuesta de Criterios de
ajustes mínimos**

Dirección General de Operación
Abril 2026

Índice

1	Antecedentes.....	1
1.1	Requisitos de tensión para la generación peninsular	1
1.2	Requisitos para otras funciones de protección.....	3
2	Estado actual de las funciones de tensión	3
3	Acciones propuestas.....	4
3.1	Sobretensión	4
3.2	Subtensión	7
3.3	Modificación PO.11.1	¡Error! Marcador no definido.
4	Explicación del factor K.....	7
4.1	Factor K de traslación de la tensión	7
4.1.1	Cálculo del factor K	7



1 Antecedentes

Se identifica un comportamiento no deseado en algunas instalaciones de evacuación de generación que se desconectaron por funciones de sobretensión cuando los valores de tensión del punto de conexión de la instalación de enlace con la red de transporte son correctos y se encontraban dentro de los valores de referencia de la red a la que se encontraban conectados. En otros casos, se han observado desconexiones en valores excesivamente próximos a los valores mínimos de sobretensión para los cuales las plantas deben permanecer conectadas y sin daño.

La posible causa de estas desconexiones es una incorrecta traslación de los valores mínimos de sobretensión del punto de conexión a la red de transporte para los cuales las instalaciones de generación y elementos de la red de evacuación deben permanecer conectadas.

En la actualidad cada instalación ha de cumplir con una legislación diferente en función del momento de su puesta en servicio en relación con los márgenes de tensión en los que debe permanecer conectada y sin daño, habiendo diferentes umbrales y curvas entre los 435 kV y los 440 kV para los disparos temporizados y valores superiores para los disparos instantáneos o casi instantáneos. En cualquier caso, de acuerdo con la normativa, la tensión a considerar para determinar si es admisible la desconexión por sobretensión de un módulo de generación o de un elemento de su red de evacuación, es la de la subestación de transporte a la que vierte su energía, y no la de puntos interiores de las redes de evacuación.

Esta circunstancia hace necesario que, en las redes de evacuación de generación y especialmente en aquellas con transformadores y/o con longitudes grandes de los circuitos, los ajustes de sobretensión garanticen que no se produzcan desconexiones de generación en los umbrales mínimos para los que el generador debe permanecer conectado.

Los criterios definidos en este documento son aplicables a todos los elementos de las redes de evacuación de generación conectadas a la red de transporte.

1.1 Requisitos de tensión para la generación peninsular

Los requisitos técnicos para las instalaciones de generación en cuanto a tensión y frecuencia dependen de su fecha de puesta en marcha, con las siguientes categorías principales:

- Instalaciones puestas en marcha antes de la fecha de aplicación del RFG de la UE (es decir, antes del 27 de abril de 2019), que están sujetas a los requisitos técnicos publicados en 1998 en el Procedimiento de Operación 1.4 para los requisitos de tensión y a la System Operation Guideline (EU 2017/1485).
- Instalaciones puestas en marcha tras la aplicación del RFG de la UE (27 de abril de 2019) y antes de la entrada en vigor de la Orden TED 749/2020 (8 de enero de 2021), que están sujetas a los requisitos del RfG.
- Instalaciones puestas en marcha tras la entrada en vigor de la Orden TED 749/2020 (8 de enero de 2021).
- Instalaciones de producción de energía renovable puestas en marcha tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 (11 de junio de 2014).

En consecuencia, se distinguen los siguientes rangos de tensión de funcionamiento:

1. Instalaciones puestas en marcha **antes del 27 de abril de 2019** (se aplican el Procedimiento de Operación 1.4 y la System Operation Guideline):
 - Generador conectado a una tensión de **400 kV**:
 - » 390 – 420 kV: Funcionamiento normal, los generadores deben permanecer conectados durante un tiempo ilimitado
 - » **375 – 390 kV y 420 – 435 kV**: Si ocurre eventualmente, los generadores deben permanecer conectados durante un **tiempo ilimitado**

- Generador conectado a una tensión de **220 kV**:
 - » 205 – **245 kV**: Funcionamiento normal, los generadores deben permanecer conectados durante un **tiempo ilimitado**
 - » **200** – 205 kV: Si ocurre eventualmente, los generadores deben permanecer conectados durante un **tiempo ilimitado**
- 2. Las instalaciones puestas en marcha **después del 27 de abril de 2019** (se aplican **criterios exhaustivos de RfG**) que sean **módulos de generación eléctrica tipo D** deben poder permanecer conectados a la red y operar dentro de los rangos de tensión (**en el punto de conexión** y expresados en valores por unidad relativos a la base) durante los periodos mínimos indicados a continuación:
 - Módulo de generación eléctrica **Tipo D conectado a $110 \text{ kV} \leq V < 300 \text{ kV}$** :
 - » 0,85 – 0,90 pu: 60 minutos
 - » 0,90 – 1,118 pu: Tiempo ilimitado
 - » 1,118 – **1,15 pu**: mínimo 20 minutos, máximo 60 minutos
 - Módulo de generación eléctrica **Tipo D conectado a $300 \text{ kV} \leq V \leq 400 \text{ kV}$** :
 - » 0,85 – 0,90 pu: 60 minutos
 - » 0,90 – 1,0875 pu: Tiempo ilimitado
 - » 1,0875 – **1,10 pu**: mínimo 20 minutos, máximo 60 minutos
- 3. Las instalaciones puestas en marcha **después del 8 de enero de 2021** (se aplica la Orden TED 749/2020) que sean módulos de generación eléctrica tipo D deben poder permanecer conectados a la red y operar dentro de los rangos de tensión (**en el punto de conexión** y expresados en valores por unidad respecto a la base) durante los periodos mínimos de tiempo indicados a continuación:
 - Módulo de generación eléctrica **Tipo D conectada a $110 \text{ kV} \leq V < 300 \text{ kV}$** :
 - » 0,85 – 0,90 pu: 60 minutos
 - » 0,90 – 1,118 pu: Tiempo ilimitado
 - » 1.118 – **1,15 pu**: 60 minutos
 - Módulo de generación eléctrica **Tipo D conectada a $300 \text{ kV} \leq V \leq 400 \text{ kV}$** :
 - » **0,85** – 0,90 pu: 60 minutos
 - » 0,90 – 1,0875 pu: Tiempo ilimitado
 - » 1,0875 – **1,10 pu: 60 minutos**
- 4. Instalaciones puestas en marcha **después del 8 enero de 2021** que son módulos de generación de electricidad **de tipo B, C y D** conectados a una distribución radial red con una tensión inferior a 110 kV (nota: el operador de la red de distribución tiene derecho a definir diferentes umbrales de desconexión previo acuerdo con RE):
 - » < 0,85 pu: 1,5 segundos
 - » 0,85 – 1,10 pu: Tiempo ilimitado
 - » 1,10 – **1,15 pu: 1 segundo**
 - » > **1,15 pu: 0,2 segundos**
- 5. Instalaciones puestas en servicio **antes de 27 de abril de 2019 que están conectados a tensiones inferiores a 220 kV no tienen ningún requerimiento** relativo a la tensión en cuanto a permanencia de conexión.

Toda la normativa establece los valores de tensión mínimos en el punto de conexión en los que los módulos de generación deben permanecer conectados; La normativa no obliga a que dichos módulos se desconecten si la tensión excede los rangos definidos en la misma.

1.2 Requisitos para otras funciones de protección

La propuesta de nuevos Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español ha contemplado estas nuevas redes de evacuación que no existían hasta la llegada de la generación renovable. Se estima que estas redes superan los 6.000 km de líneas –la red de transporte de España cuenta con unos 44.000 km– por lo que se hacía necesario fijar un nivel de equipamiento mínimo equivalente entre la red de transporte y las redes de evacuación de generación del mismo nivel de tensión que el punto de conexión con la red de transporte, es decir cuya instalación de enlace es un circuito, dado que suponen una prolongación directa de la citada red, con activos idénticos o equivalentes entre ambas.

Sobre dichas redes ya se contemplaba –conforme al PO 11.1 publicado en el año 1999– la correcta coordinación de las funciones de protección contra cortocircuitos, dado que en este caso no se busca únicamente que se despejen las faltas, sino además que se garantice la coordinación y selectividad de las protecciones para que ante una falta se produzca la desconexión de las mínimas instalaciones que resulte posible, de forma que redunde en el menor impacto sobre el resto del sistema.

2 Estado actual de las funciones de tensión

En muchas instalaciones se observa que sus protecciones estarían ajustadas sin tener en cuenta:

- La traslación de los márgenes de funcionamiento para los que deben permanecer conectadas desde el punto de conexión con la red de transporte hasta la ubicación en la que mide y actúa la protección debe considerar todos los posibles escenarios de generación que puedan darse, incluidas las nuevas condiciones por ampliaciones, nuevos módulos de parque eléctrico (MPE) o posibles hibridaciones de plantas.
- No debe existir ninguna protección en el camino existente entre un módulo de generación y su punto de conexión que impida o limite los umbrales mínimos para los que el módulo debe permanecer conectado. Esto implica que cuando el camino es común para dos módulos a los que le aplica normativa diferente, al tener que permitir el funcionamiento de ambos, las posibles protecciones de la red de evacuación que separa esos módulos de generación del punto de conexión a la red de transporte deben estar ajustadas para el de mayor margen, es decir, para aquel que tenga el valor mínimo de tensión más alto al que deba permanecer conectado en caso de sobretensión

Estas redes de evacuación son equivalentes en requisitos de diseño a las de la red de transporte, en la que están ajustadas las protecciones de sobretensión a un valor de 1.2 p.u. y 1 segundo de temporización. Tras el incidente ocurrido el 28 de abril de 2025, se comprobó que no se habían producido daños en la aparamenta de las subestaciones ni en las líneas o cables de la red de transporte. Esto es así ya que el valor de tensión máxima de servicio es para tiempo infinito, soportando todas las instalaciones valores de tensión muy superiores durante cortos espacios de tiempo.

Los módulos de generación de electricidad síncronos tradicionalmente seguían -al tratarse de un generador síncrono unido a un transformador elevador- las recomendaciones recogidas en los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español en relación con los ajustes de las funciones de protección que no eran para cortocircuitos.

Con la incorporación de nueva generación basada en electrónica de potencia comenzaron a aparecer agrupaciones de módulos de generación que se conectaban en transformadores elevadores para verter a través de redes comunes o no comunes a otros generadores equivalentes su energía a la red de transporte o de distribución.

En la conexión de dichas redes se realizaba una revisión exhaustiva de las funciones de protección frente a cortocircuitos, dado que era ésta la única forma de garantizar un comportamiento coordinado y selectivo de dichas funciones, así como de salvaguardar al resto del sistema ante posibles incidentes en dichas redes. Para el resto de las funciones de protección se consideraba que no era necesaria su coordinación, dado que debían únicamente ajustarse para permitir el funcionamiento de la generación conforme a la legislación que le era de aplicación, ante sobretensiones, subtensiones, huecos de tensión, o subfrecuencia.

A raíz de la aprobación de los códigos de red recogidos en el Reglamento 2016/631 para los Módulos de Generación de Electricidad, se publicó el 9 de julio de 2021 la Norma Técnica de Supervisión de Generadores de aplicación al Sistema Eléctrico Peninsular.

A partir de la publicación se comenzó a exigir una certificación NTS en la que el propietario de la instalación indicaba si cumplía con la legislación de aplicación a su punto de conexión con la Red de Transporte, por lo que el comportamiento de las redes de evacuación ha de ser tal que se cumpla con la legislación vigente que aplica en el punto frontera. Por lo tanto, han de ser los propietarios y/o copropietarios de las instalaciones los que calculen ajustes tanto de su instalación de generación como de garantizar que todas las protecciones del camino que cumplan,

La NTS no es una certificación global de todos los requisitos, únicamente de los obligatorios que se le establecen. No obstante, en la citada NTS se indica que no podrá haber ninguna protección que se encuentre entre el generador y el punto frontera de conexión con la Red que impidiese el cumplimiento de la legislación que le aplique.

La norma contempla que en cualquier momento el gestor de la red pertinente puede solicitar una revisión de aquellos parámetros o funciones de protección que considere necesario. Sobre esta base Red Eléctrica puede solicitar la revisión de las instalaciones con punto de conexión a la Red de Transporte y cada uno de los distribuidores a aquellas otras que viertan a sus redes.

3 Acciones propuestas

Se propone lanzar una revisión global para que los agentes propietarios o copropietarios de dichas redes de evacuación realicen nuevos estudios de coordinación de las citadas funciones de tensión de forma que se pueda garantizar el funcionamiento de la generación embebida para los rangos de tensión de operación contemplados en la normativa vigente de aplicación a cada Módulo de Parque Eléctrico.

Dichos estudios y posteriores ajustes **deberían ser revisados por una entidad competente** de forma que se garantizase la correcta parametrización y coordinación de los ajustes, evitando futuras desconexiones de la generación por actuaciones no deseadas de las funciones de sobretensión.

Así, se propone modificar el PO.11.1 para establecer que el Operador del Sistema pueda revisar estos ajustes para las instalaciones que se conectan a la RdT.

En relación con los ajustes a aplicar a estas instalaciones hay que distinguir dos funciones y dos partes diferenciadas para cada función de tensión:

3.1 Sobretensión

Se considera necesario y urgente realizar una revisión y posible reajuste de las funciones de sobretensión de las instalaciones contempladas:

- **Redes de evacuación de la generación.** Dichas redes están constituidas por subestaciones y circuitos conformados por líneas aéreas, subterráneas o mixtas, por lo que su comportamiento y resiliencia frente a la sobretensión es equivalente a la de las instalaciones de la red de Transporte.
- **Módulos de generación.** Estas instalaciones deben cumplir con la legislación que le sea de aplicación, en la que se establece el umbral mínimo de sobretensión para el que deben permanecer conectados en permanencia y sin daño, por lo que deben tener sus ajustes coordinados con los umbrales de dicha legislación.

Por ello se propone realizarlo en dos fases:

Fase 1 de acción inmediata.

Los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico peninsular Español vigentes aprobados en 1995 recogían en el apartado de generación lo siguiente:

Se utilizan relés de sobretensión, con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,10 y 1,20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

Basándose en esta recomendación, Red Eléctrica ajusta la protección de sobretensión a 1,2 la tensión nominal (aproximadamente 1,1 la tensión máxima de servicio) con una temporización de 1 segundo en la red de transporte.

De igual forma, se propone modificar los ajustes de forma inmediata con el siguiente criterio:

○ Redes de evacuación de la generación.:

» Umbral de sobretensión: $\geq 1,2$ p.u. de Un. Temporización: ≥ 1 segundo

En el caso de que los propietarios quisieran realizar ajustes con menor temporización, estos deberían cumplir con los siguientes criterios:

» Umbral de sobretensión: $\geq 1,4$ p.u. de Un. Temporización: ≥ 100 ms

Con los 100 ms se evitan actuaciones no deseadas por transitorios de muy corta duración.

No podrá haber ajustes de sobretensión con un umbral inferior a 1,2 la tensión nominal y una temporización menor que 1 segundo.

○ Módulos de generación:

» Umbral de sobretensión: $\geq 1,1$ Tensión máxima de servicio para la que debe permanecer conectada una instalación según se recoge en el apartado 1.1 de Requisitos de este documento. **Temporización: ≥ 1 segundo**

Las tensiones máximas de servicio para un módulo de generación de electricidad contemplada son los valores mínimos de sobretensión para los que una planta debe permanecer conectada al sistema sin fallo, son, las siguientes para cada caso:

Fecha PES Módulo Generación Electricidad	Nivel de tensión punto de conexión a RdT o RdD	Tensión máxima de servicio
Anterior al 27 de abril de 2019	400 kV	435 kV
	220 kV	245 kV
	< 220 kV	--
Posterior al 27 de abril de 2019	Tipo D conectado a $110 \text{ kV} \leq V < 300 \text{ kV}$:	1,15 p.u.
	Tipo D conectada a $300 \text{ kV} \leq V \leq 400 \text{ kV}$:	1,10 p.u.
Posterior al 8 de enero de 2021	Tipo D conectado a $110 \text{ kV} \leq V < 300 \text{ kV}$:	1,15 p.u.
	Tipo D conectada a $300 \text{ kV} \leq V \leq 400 \text{ kV}$:	1,10 p.u.
	Tipos B, C y D conectados a una distribución radial red con una tensión inferior a 110 kV	1,15 p.u.

Tabla 1. Tensiones máximas de servicio en sobretensión de los MGE

» Umbral de sobretensión: $\geq 1,4$ p.u. de Un. Temporización: ≥ 100 ms

Con los 100 ms se evitan actuaciones no deseadas por transitorios de muy corta duración.

• Fase 2.

En una segunda fase se debe realizar un estudio para aplicar ajustes conforme a los requerimientos que tienen los módulos de generación según la legislación que les aplique.

○ Redes de evacuación de la generación.:

Dado que los umbrales propuestos para los caminos deben ser tales que ninguno de ellos limite el funcionamiento de las instalaciones de generación recogidas en el siguiente punto, por lo que el criterio de ajuste sería:

» **Umbral de sobretensión: $\geq 1,025 \times K \times \text{Tensión máxima de operación}$** para el que debe permanecer conectado cada uno de los parques cuya energía cruza por dicha posición. Siendo K el factor de traslación del valor de tensión en el punto frontera hasta el punto de medida de la protección ajustada en la peor condición de operación de la red.

La temporización debe ser mayor o igual al mínimo contemplado en la legislación que le resulte de aplicación para el umbral considerado, siendo en cualquier caso mayor a 1 segundo.

○ Módulos de generación:

Estas instalaciones deben cumplir con la legislación que le sea de aplicación, en la que se establece el umbral mínimo de sobretensión para el que deben permanecer conectados en permanencia y sin daño, por lo que deben tener sus ajustes coordinados con los umbrales de dicha legislación. En base a esta situación se propone revisar que los ajustes mínimos cumplen:

» **Umbral de sobretensión: $\geq 1,025 \times K \times \text{Tensión máxima de operación}$** establecido para dicho módulo. Siendo K el factor de traslación del valor de tensión en el punto frontera hasta el punto de medida de la protección ajustada en la peor condición de operación de la red.

La temporización debe ser mayor o igual al mínimo contemplado en la legislación que le resulte de aplicación, siendo en cualquier caso mayor a 1 segundo.

En todo caso los módulos de generación deben soportar también sobretensiones transitorias con lo que deben de permanecer conectadas con tensiones superiores a 1.4 p.u. con un tiempo mayor de 100 ms. El umbral de desconexión mínimo sería:

» **Umbral de sobretensión: $\geq 1,4$ p.u. de Un. Temporización: ≥ 100 ms**

3.1.1 Banda muerta o dropout de los relés de tensión

Para todos los ajustes propuestos será necesario tener en cuenta que en el caso de que la protección a ajustar tenga una banda muerta, histéresis o dropout para la recaída del arranque cuando la tensión baje del umbral ajustado para su arranque, se deberá minimizar su valor conforme a la recomendación del fabricante. De existir dicha histéresis debe tenerse en cuenta a la hora de fijar el ajuste del umbral de sobretensión si es mayor del 1%. La corrección a realizar al ajuste del umbral será la siguiente:

$$\text{umbral de tensión relé} \geq \frac{\text{umbral de tensión}}{\text{Dropout}}$$

Si por ejemplo una protección que se quiere ajustar a 1.2 p.u. de la Unominal en 220 kV tiene un dropout de 0.98 p.u. (98%), el ajuste definitivo sería:

$$\text{umbral de tensión relé} \geq \frac{1.2 \cdot 220 \text{ kV}}{0,98} = \frac{264 \text{ kV}}{0,98} = 269,4 \text{ kV}$$

3.2 Subtensión

- Las protecciones de subtensión se utilizan en la red de transporte para abrir todos los interruptores tras un cero. Típicamente se ajustan a valores del 65% de la Un. Así se propone que en el caso de que existan relés de subtensión el criterio de ajuste sea:
 - » **Umbral de subtensión: $\leq 0,65$ p.u. de Un. Temporización ≥ 4 segundos**

4 Explicación del factor K

4.1 Factor K de traslación de la tensión

El factor K viene motivado por estar la función de protección midiendo en una ubicación diferente al punto de conexión, siendo por consiguiente un valor de corrección o traslación del umbral de tensión. El factor es el resultado de trasladar el valor de la tensión en el punto de conexión con la red a la que vierten su energía los generadores conectados a una red hasta el punto de medida de la protección que se esté ajustando.

Para el cálculo del valor K es necesario determinar el diferencial de tensión entre ambas ubicaciones consideradas para cualquier condición de operación que pueda alcanzar el conjunto de todas las plantas conectadas a la red de evacuación en análisis, siendo el resultante el mayor de todos ellos, dado que es éste el que permite operar a la planta con el rango mínimo de funcionamiento mayor.

Para proceder al cálculo se deberán plantear todos los flujos de carga posibles por dicha red en cuanto a condiciones de P y Q que pueden darse, calculando para cada punto de medida que tenga un relé de sobretensión el ratio entre la tensión medida en dicho punto con la tensión en el punto de conexión de la Red de Transporte que fija la legislación.

De todos los ratios obtenidos, el factor K será el mayor de todos ellos, dado que es el único que permitirá el funcionamiento de las instalaciones para todos los escenarios de operación de dicha red posibles.

4.1.1 Cálculo del factor K

Para el cálculo del factor K se ha de disponer de toda la información estructural de la red de evacuación y de las instalaciones conectadas a ella para poder realizar un modelo lo más exacto posible de forma que los valores de tensión obtenidos sean lo más próximos a los reales.

Una vez se dispone de toda la información se puede modelar en un software de flujos de cargas o realizar los cálculos de forma teórica, para poder establecer todas las diferentes condiciones de operación posible en la red de evacuación de forma que para cada una de ellas se determine el factor K.

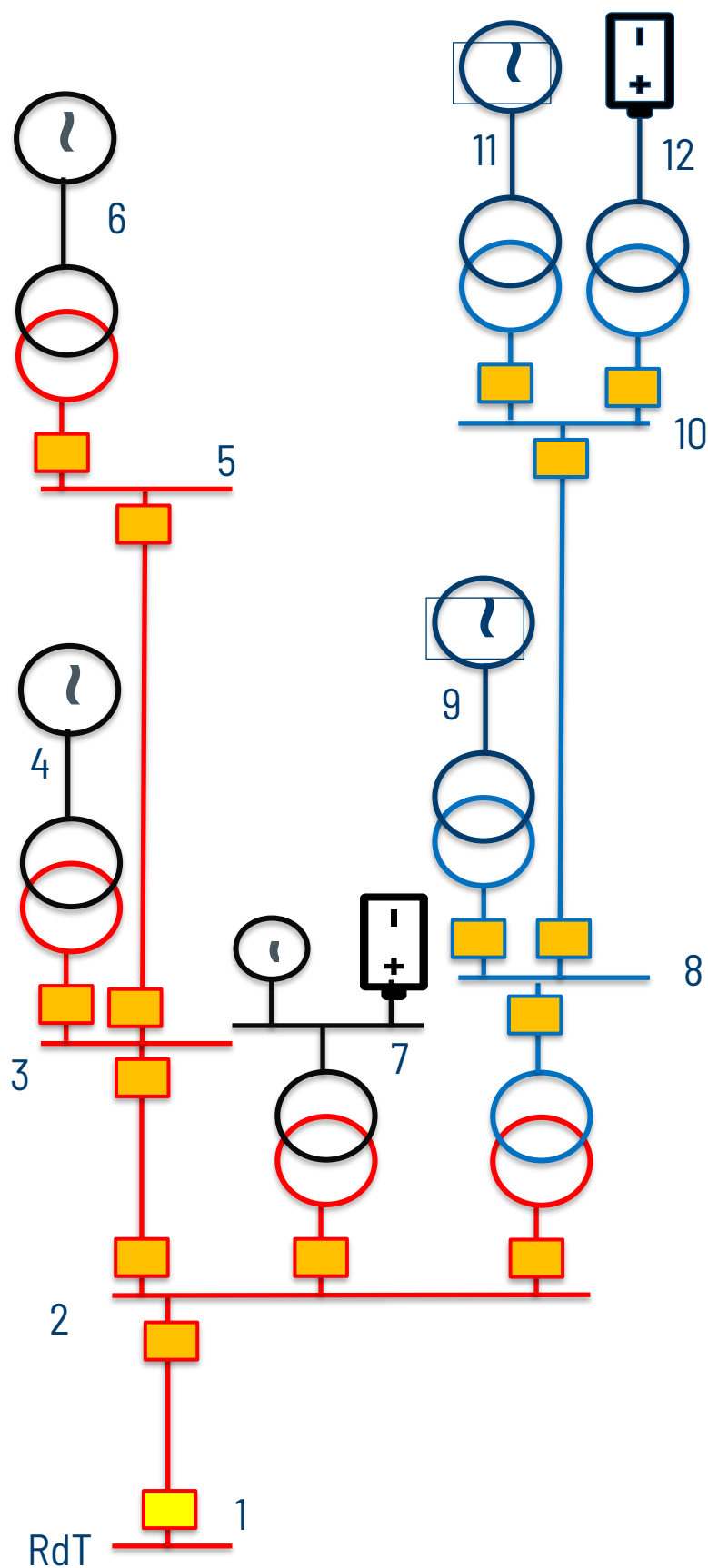


Figura 1. Ejemplo de una red de evacuación con instalaciones de generación y almacenamiento.

Los umbrales de funcionamiento son establecidos por la legislación que aplica a cada una de las instalaciones en el punto 1, que es el de conexión a la red de transporte, es por lo tanto en dicho punto dónde se fijan los umbrales mínimos de tensión para los que las plantas deben permanecer conectadas sin disparo ni daño en las mismas.

Por lo tanto, consideramos la tensión en 1, V_1 como tensión de referencia.

Una vez se obtiene el modelo se comienzan a plantear todas las combinaciones de flujos de potencia activa y reactiva por dicha red, teniendo en cuanta las posiciones de los cambiadores de tomas de los transformadores para dichas situaciones, tanto permanentes como las transitorias en el caso de que un cambio de flujos implique un cambio de tomas.

Para cada uno de los flujos de carga posibles se determina para cada una de las ubicaciones en las que haya relés de tensión la tensión, en la figura anterior en los 12 puntos indicados. Se obtendrán por lo tanto V_1 , V_2 , V_3 , ..., V_{12} , etc. el factor K se calculará para cada escenario como cociente de la tensión en dicha ubicación entre la tensión del punto de referencia:

$$Kx_i = \frac{V_x}{V_1}$$

Una vez determinado el factor K en los N Escenarios se deberá elegir el máximo de todos ellos el más limitante para cada caso:

$$Kx = \max_{i=1, \dots, NE} (Kx_i)$$

Una vez obtenido el valor K de cada posición en la que existan funciones de sobretensión, se deben calcular los ajustes de aplicación para cada Módulo de generación/almacenamiento (posiciones 4,6,7,9,11,12 en la figura) aplicando la siguiente fórmula:

$$V_x \geq 1,025 \cdot Kx \cdot \text{Umbral mínimo de operación del módulo } G$$

$x = \text{posiciones con módulo generación}$

Dado que no debe existir ninguna protección en el camino existente entre un módulo de generación y su punto de conexión que impida o limite los umbrales mínimos para los que el módulo debe permanecer conectado, con el mismo umbral, se calculará el ajuste de tensión de aquellas posiciones (1,2,3,5,8,10 en la figura) que se encuentren en el camino entre el Módulo y el punto de conexión para la red de Transporte:

$$V_x \geq 1,025 \cdot Kx \cdot \text{Umbral mínimo de operación del módulo que le aplique}$$

$x = \text{posiciones en el camino con función de sobretensión}$

Al aplicarlo para cada módulo se obtienen los siguientes valores para cada posición de la figura:

Camino módulo 4:	V_{1_4}	V_{2_4}	V_{3_4}		con el umbral del módulo en 4
Camino módulo 6:	V_{1_6}	V_{2_6}	V_{3_6}	V_{5_6}	con el umbral del módulo en 6
Camino módulo 7:	V_{1_7}	V_{2_7}			con el umbral del módulo en 7
Camino módulo 9:	V_{1_9}	V_{2_9}	V_{8_9}		con el umbral del módulo en 9
Camino módulo 11:	$V_{1_{11}}$	$V_{2_{11}}$	$V_{8_{11}}$	$V_{10_{11}}$	con el umbral del módulo en 11
Camino módulo 12:	$V_{1_{12}}$	$V_{2_{12}}$	$V_{8_{12}}$	$V_{10_{12}}$	con el umbral del módulo en 12

Cuando el camino de evacuación es común para dos o más módulos a los que le aplica normativa diferente, al tener que permitir el funcionamiento de todos ellos, las posibles protecciones de la red de evacuación que

separa esos módulos de generación del punto de conexión a la red de transporte deben estar ajustadas para el de mayor margen, es decir, para cada una de las posiciones el ajuste mínimo será el máximo de todos los calculados para cada módulo:

$$Vx = \max_{x=1...12} (Vx_i) \forall i$$

Una vez obtenido el valor del ajuste mínimo de tensión en cada punto, si se considera no deseado, se deberá:

- Buscar la condición de operación que daba dicho valor de tensión y no operar nunca en dicho escenario. Esta condición es difícil de mantener en el tiempo y más aún cuando el número de módulos o propietarios crezca. Una vez eliminada volver a calcular el nuevo ajuste sin dicho escenario.
- Dotar a la red de evacuación de medios de control de tensión – reactancias, condensadores, statcom, etc – que modifiquen los perfiles de tensión obtenidos.

red eléctrica
Una empresa de Redeia