

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

8965 Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

I

El Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, define los requisitos técnicos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad.

El Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, define los requisitos de conexión a la red de instalaciones de demanda y de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, y de las unidades de demanda utilizadas por una instalación de demanda o una red de distribución cerrada para prestar servicios de respuesta de demanda a los gestores de red y a los gestores de red de transporte pertinentes.

El Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, define los requisitos para la conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua (sistemas HVDC) y de módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Los citados reglamentos comunitarios constituyen los denominados códigos de red de conexión, los cuales establecen los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de generación, las de demanda y los sistemas HVDC que se conecten a la red eléctrica, al objeto de garantizar la seguridad de los sistemas eléctricos y favorecer la integración de energías renovables.

Si bien una parte de los requisitos técnicos establecidos en los tres reglamentos comunitarios son de directa aplicación, otros no están completamente detallados y su aplicación requiere que, conforme a lo establecido en los mismos, sean propuestos por los gestores de la red y posteriormente aprobados y publicados por la entidad designada por el Estado miembro, la cual será la autoridad reguladora, salvo disposición en contra de dicho Estado miembro.

Con el fin coordinar las propuestas que, de acuerdo con lo señalado anteriormente, debían presentar los gestores de red en relación con los requisitos no completamente desarrollados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y proporcionar al mismo tiempo un foro de debate previo donde plantear y resolver aspectos relacionados con el proceso de implementación de dichos reglamentos, en 2016 se crearon, bajo la coordinación del operador del sistema eléctrico, varios grupos de trabajo a los que asistieron, además de los gestores de red, representantes de los agentes afectados, así como del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 29 de mayo de 2018, Red Eléctrica de España, S.A., presentó al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación del procedimiento de operación 12.2, sobre requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de instalaciones de generación y demanda con conexión a la red de transporte, la cual incluía, entre otras cuestiones, su propuesta relativa a los requisitos técnicos que, de acuerdo con lo señalado

anteriormente, no están completamente definidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y cuya definición corresponde al gestor de la red de transporte, de acuerdo con los mismos.

Asimismo, al objeto de cumplir con la obligación establecida en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, con fecha 1 de octubre de 2018, Red Eléctrica de España, S.A., presentó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta relativa a los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas HVDC y los módulos conectados en corriente continua.

Por su parte, con fecha 17 de mayo de 2018, la actual Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC) remitió al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta relativa a los requisitos técnicos recogidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, cuya definición corresponde a los gestores de red de distribución, de acuerdo con lo señalado en dicho reglamento.

Asimismo, con fecha 7 de septiembre de 2018, AELEC remitió al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta de implementación de los requisitos técnicos recogidos en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, cuya definición corresponde a los gestores de red de distribución, de acuerdo con lo señalado en dicho reglamento.

II

La disposición final séptima del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, los requisitos técnicos para la conexión a la red derivados de la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Partiendo de las propuestas presentadas por Red Eléctrica de España, S.A y AELEC, esta orden aprueba, de conformidad con lo previsto en Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, los requisitos técnicos para la conexión a la red de transporte o de distribución de electricidad que deberán cumplir las instalaciones de generación y las de demanda eléctrica, así como las instalaciones de alta tensión en corriente continua y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Mediante la aprobación de estos requisitos se da debido cumplimiento a lo previsto en los mencionados reglamentos comunitarios que, tal y como se ha mencionado anteriormente, obligan a que los Estados miembros aprueben los requisitos de aplicación general, que estos no definen en su totalidad.

III

De acuerdo con lo anterior, el ámbito de aplicación de esta orden está vinculado necesariamente al de los reglamentos comunitarios, a cuyos efectos son de aplicación los aspectos relativos a la implementación de los mismos previstos en el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio. En este sentido, esta orden vincula la aplicación a las instalaciones existentes de los requisitos que en ella se definen, a las reglas que al respecto se recogen en los artículos 5 y 6 del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Asimismo, dado que los aspectos que desarrolla el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, eximen de la consideración de módulos de generación de electricidad a aquellas instalaciones vinculadas a alguna de las modalidades de autoconsumo a las que se refiere el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, que están exentas de obtener permisos de acceso y conexión, en aras de una mayor claridad sobre el ámbito de aplicación de la norma, esta orden incluye la mención expresa a esta excepción en su ámbito de aplicación.

El anexo I de la orden establece los requisitos técnicos de conexión de generadores a los que se refiere el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. Estos requisitos se agrupan en requisitos de frecuencia, tensión, robustez, restablecimiento y gestión del sistema.

Por su parte, el anexo II de la orden establece los requisitos de conexión de las instalaciones de demanda, a las que se refiere el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016. Estos requisitos se agrupan en requisitos de frecuencia y tensión, potencia de cortocircuito y potencia reactiva, protección y control, entre otros.

Finalmente, el anexo III de la orden establece los requisitos de los sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua a los que se refiere el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016. Estos requisitos se agrupan en rangos de frecuencia, de tensión, de control de potencia activa, de potencia activa en función de variaciones de frecuencia, y de control de la inyección rápida de corriente, entre otros.

Por último, mediante la disposición final primera se introducen algunas modificaciones en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que resultan necesarias como consecuencia de la entrada en vigor de los códigos de red de conexión.

IV

Esta orden se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación a los que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En concreto, se cumplen los principios de necesidad, eficacia y proporcionalidad en la medida en que la misma se dicta en cumplimiento de una obligación recogida en los reglamentos que aprueban los códigos de red de conexión y contiene la regulación imprescindible que permite cumplir con dicha obligación.

Asimismo, se cumple el principio de seguridad jurídica en la medida en que la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico.

La norma satisface el principio de transparencia dado que la misma ha sido sometida al trámite de información pública, en el que han participado las comunidades autónomas, y el preámbulo de la norma define claramente los objetivos y justificación de la norma.

Por último, la norma no impone cargas administrativas al limitarse a regular requisitos técnicos de obligado cumplimiento, por lo que se entiende satisfecho el principio de eficiencia.

Esta orden no ha sido sometida al trámite de consulta pública, al que se refiere el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, al regularse en la misma aspectos parciales de una materia.

De conformidad con el artículo 26.6 de la citada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad, en el que están representadas. Adicionalmente, la orden ha sido sometida a información pública mediante su publicación en el portal web del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 7.34 de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en esta orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mediante informe aprobado por la sala de supervisión regulatoria de dicha Comisión en su sesión de fecha 21 de noviembre de 2019 (IPN/CNMC/017/19).

En su virtud, de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

Artículo 1. Objeto.

Esta orden establece los requisitos técnicos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad, de las instalaciones de demanda, de los

sistemas de alta tensión en corriente continua y de los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, dando cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 7.6 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 6.6. del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en esta orden será de aplicación a:

a) Los módulos de generación de electricidad incluidos dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

b) Las instalaciones de demanda, las instalaciones de distribución, las redes de distribución y las unidades de demanda incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

c) Los sistemas de alta tensión en corriente continua y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

2. Dentro de los módulos de generación de electricidad a los que se refiere la letra a) del apartado anterior se entenderán incluidas las instalaciones de generación vinculadas a alguna de las modalidades de autoconsumo a las que se refiere el citado Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con las limitaciones que al respecto se deriven de lo establecido en la disposición transitoria tercera del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

3. La aplicación de esta orden a instalaciones existentes estará sujeta a las normas que al respecto recoge el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Asimismo, la aplicación de esta orden a instalaciones que no puedan ser consideradas existentes estará sujeta a lo previsto en la disposición transitoria cuarta del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Artículo 3. *Definiciones.*

1. A efectos de lo previsto en esta orden, serán de aplicación las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Asimismo, serán de aplicación las definiciones incluidas en el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003.

2. Adicionalmente, a efectos de lo previsto en esta orden, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) «Significatividad»: cualidad utilizada para clasificar los módulos de generación de electricidad, según la tensión de su punto de conexión y su capacidad máxima, derivando en los tipos A, B, C y D, según establece el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, con las reglas adicionales que se deriven de lo establecido en el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

b) «Requisitos cerrados»: requisitos técnicos definidos completamente en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, o en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y que, por tanto, son de directa aplicación sin necesidad de un desarrollo normativo posterior que concrete su alcance o definición.

c) «Requisitos abiertos»: requisitos técnicos no definidos completamente en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, o en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y cuyo desarrollo final, ya sea obligatorio o voluntario, queda bajo la responsabilidad de los gestores de red conforme a lo señalado en dichos reglamentos.

d) «Tensión nominal»: valor de la tensión de funcionamiento con el que se denomina e identifica una instalación eléctrica.

e) «Potencia aparente nominal»: mayor potencia aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad o el sistema HVDC de forma permanente a la tensión nominal. En el caso de módulos de parque eléctrico, se corresponderá con la suma de las potencias aparentes nominales de cada una de las unidades de generación en servicio.

f) «Corriente aparente nominal» o «Corriente nominal»: corriente aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad o el sistema HVDC de forma permanente a la potencia aparente nominal y a la tensión nominal.

g) «Potencia activa de referencia (P_0)»: potencia activa del módulo de generación de electricidad anterior al comienzo de la perturbación o, en cada momento, la potencia máxima correspondiente a la disponibilidad instantánea del recurso primario, durante la perturbación eléctrica y respetando las bandas de regulación o límites máximos de potencia, en su caso, asignados por el operador del sistema durante el régimen permanente previo.

Artículo 4. *Requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación.*

1. Las instalaciones de generación incluidas dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo I.

2. Las instalaciones de demanda y distribución incluidas dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo II.

3. Los sistemas de alta tensión en corriente continua, también denominados sistemas HVDC, incluidos dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo III.

4. Sin perjuicio de lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en el mencionado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua incluidos dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir con los requisitos establecidos para los módulos de parque eléctrico conectados en alta mar establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en esta orden y en el Procedimiento de Operación 12.2.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, queda modificada como sigue:

Uno. Se añade un nuevo párrafo al final del punto 2 del artículo 6, con la siguiente redacción:

«En el caso de consumidores conectados a la red de transporte a los que resulte de aplicación el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda deberán acreditar que disponen de al menos una notificación operacional provisional (ION) de conexión en vigor.»

Dos. Se añade un nuevo punto 10 al final del artículo 6, con la siguiente redacción:

«10. Los consumidores incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388 de 17 de agosto de 2016, deberán acreditar que disponen de una notificación operacional definitiva para respuesta de demanda (NODRD) vigente para prestar el servicio de interrumpibilidad de conformidad con el modelo que publique el operador del sistema en su página web. El operador del sistema publicará en su página web el procedimiento y el contenido necesario que deberá

incorporar el documento de unidad de respuesta de demanda para obtener la NODRD para prestar el servicio de interrumpibilidad.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 16 de julio de 2020.—La Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera Rodríguez.

ANEXO I

Requisitos para la conexión a la red de instalaciones de generación de electricidad

Además de los requisitos cerrados establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, que corresponda aplicar en cada caso en función de la tecnología y el tipo de instalación según su significatividad, los módulos de generación de electricidad incluidos en el ámbito de aplicación de esta orden deberán adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para cumplir con los requisitos técnicos, que se recogen en este anexo. Todos estos requisitos deben cumplirse en el punto de conexión del módulo de generación de electricidad con la red del gestor de red pertinente.

Los requisitos técnicos relacionados con los valores de las variables del sistema eléctrico no deben entenderse como valores de ajuste de las protecciones de las instalaciones, sino como las capacidades técnicas mínimas exigidas, tanto en régimen permanente como en régimen perturbado. En el caso de instalaciones que dispongan de capacidad técnica para soportar valores de las variables del sistema eléctrico más extremos y duraderos que los mínimos requeridos en este anexo, los ajustes de protecciones deberán estar basados en las características de la instalación evitando ajustes en dichos valores mínimos.

Si un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla sobre la red receptora, dichas protecciones deberán coordinarse con lo establecido en este anexo, para huecos de tensión, sobretensiones, variaciones de la frecuencia y derivada de la frecuencia, de modo que se garantice que no se producirá la desconexión del módulo de generación de electricidad dentro de los rangos de funcionamiento definidos en este anexo.

El gestor de red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, comunicará previamente y podrá requerir antes o después de la puesta en servicio de un módulo de generación de electricidad, la modificación, en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico, de los valores de funcionamiento de los parámetros de los diferentes sistemas de control que se describen en este anexo, dentro de sus correspondientes rangos establecidos.

Para ello, el propietario de un módulo de generación de electricidad tipo C y D dispondrá de dos meses, posteriores al requerimiento o a la puesta en servicio, lo que se produzca más tarde, para implantar las modificaciones en dichos parámetros. En el caso de módulos de generación de electricidad del tipo A y B, el plazo será superior, y se determinará en función de las circunstancias que determinen la necesidad del reajuste, considerando el volumen de generación afectado. En todos los casos, el propietario del módulo de generación de electricidad o su representante deberán notificar la

implementación de dichos cambios al gestor de red pertinente y al operador del sistema, antes del plazo estipulado.

1. Requisitos de frecuencia

1.1 Rangos de frecuencia. Los módulos de generación de electricidad del tipo A, B, C o D deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la tabla 1.

Tabla 1. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5Hz	30 minutos

En relación con las variaciones combinadas de frecuencia y tensión, los rangos de frecuencia indicados en la tabla 1 se modifican en función de la tensión, de acuerdo con las Figuras 1 y 2, las cuales indican, dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión, el tiempo mínimo que un módulo de generación de electricidad debe permanecer conectado a la red.

U (pu para base igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV)

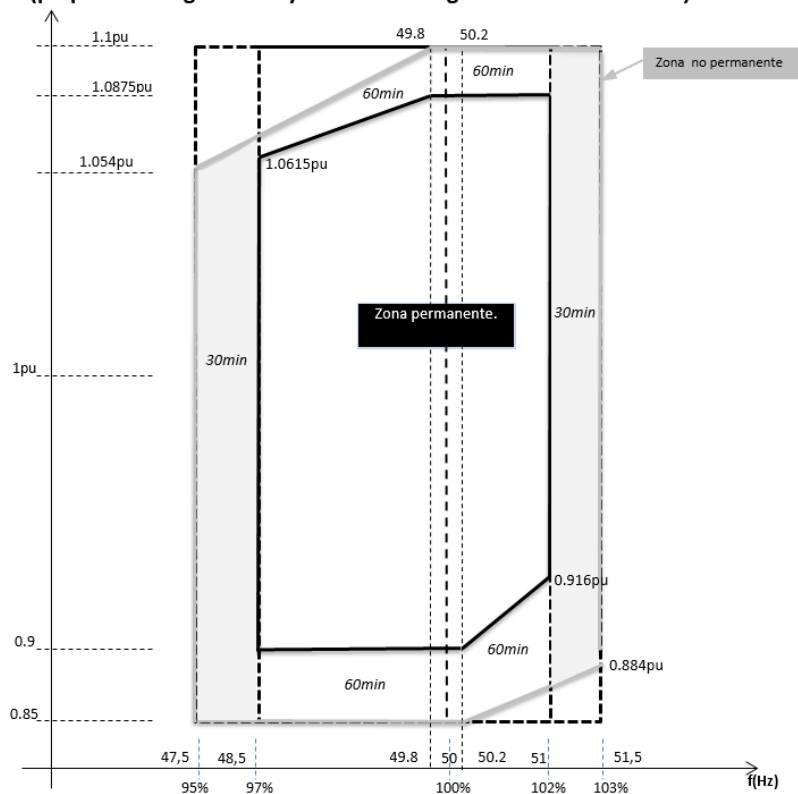


Figura 1. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar sin desconectarse de la red, para diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV.

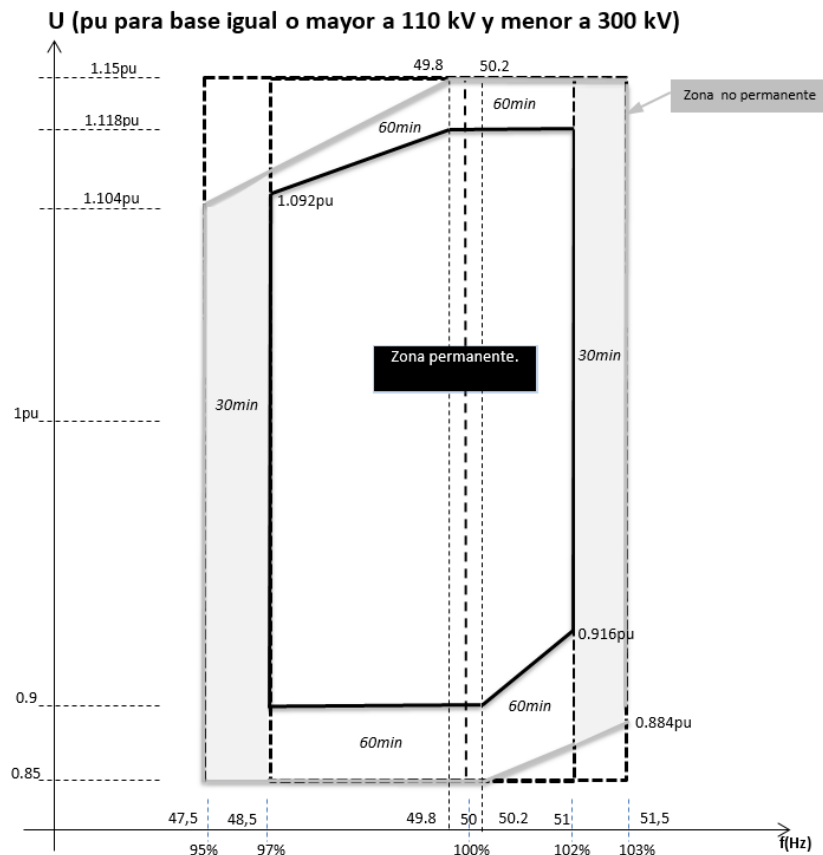


Figura 2. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar sin desconectarse de la red a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 110 kV y menor a 300 kV.

1.2 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia. Los módulos de generación de electricidad del tipo A, B, C y D serán capaces de permanecer conectados a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia de hasta 2 Hz/s, medidas en una ventana temporal móvil de 500 ms.

En el caso de que el gestor de red pertinente desee establecer esquemas anti isla basados en derivada de frecuencia, será necesaria la coordinación con el operador del sistema de manera que los ajustes de dicha protección no interfieran con las derivadas de frecuencia que se puedan llegar a dar en el sistema.

Así, en el caso de existir derivadas de frecuencia superiores a 2 Hz/s, que indican que la incidencia es local, se permitirá que el gestor de red pertinente pueda reducir el margen de actuación de las protecciones para evitar la formación de islas.

En casos justificados, y previa conformidad por parte del operador del sistema, el gestor de red pertinente podrá reducir el valor de 2 Hz/s.

1.3 Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia. En relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia (MRPFL-O), los módulos de generación de electricidad del tipo A, B, C o D deberán ser capaces de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la figura 1 del artículo 13.2.a) del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, mientras que la potencia activa del mismo se encuentre por encima de su nivel mínimo de regulación.

Salvo comunicación específica del operador del sistema, los parámetros ajustables del MRPFL-O serán los siguientes:

- Umbral de activación Δf_1 igual a 0,2 (50,2–50) Hz.
- Estatismo s_2 igual al 5%.

En caso de que el módulo de generación de electricidad sea de tipo C o D, la característica estática de la respuesta del MRPFL-O, definida en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se debe acumular sobre la correspondiente característica estática de la respuesta del modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF), al que se refiere el apartado 1.8 de este anexo.

Para el modo MRPFL-O la velocidad de respuesta requerida en potencia activa dependerá de las características y capacidades técnicas de las diferentes tecnologías del módulo de generación de electricidad.

La respuesta se caracterizará mediante las variables siguientes:

- Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$).
- ΔP : desvío de la potencia P respecto de la potencia previa a la perturbación P_0 ($\Delta P = P - P_0$).

Por su parte, la velocidad de respuesta se caracterizará mediante los tiempos siguientes (ver figura 3):

– Tiempo de retraso inicial (t_a): es el tiempo de activación de la respuesta, que será el menor posible, teniendo en cuenta que:

- Si es superior a 2 s, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, deberá aportar al operador del sistema pruebas técnicas que lo justifiquen.
- En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo C o D será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo MRPF.

– Tiempo de respuesta (t_r): tiempo para alcanzar el 90% de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

– Tiempo de establecimiento (t_e): tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

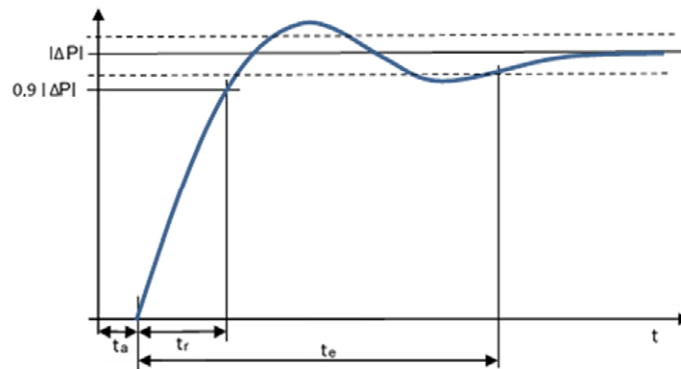


Figura 3. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r y t_e .

En el caso de reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia estando activado el MRPFL-O:

– El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:

- Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 8 segundos (s) para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima. No obstante, dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento (hidroeléctrica, bombeo, etc.) y limitaciones tecnológicas justificadas (motores a gas o turbinas de gas, entre otros), se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.

- Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa de hasta el 50 % de la potencia máxima.

- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:

- Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 30 s.
- Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 20 s.

En el caso de aumentos de potencia activa durante la bajada de frecuencia estando activado el MRPFL-O:

- El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:

- Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20 % de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.

- Para módulos de parque eléctrico no eólicos: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50 % de la potencia máxima.

- Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20 % de la potencia máxima si la potencia está por encima del 50 % de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50 % de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible, si bien se deberá justificar al operador del sistema si supera los 5 s.

- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:

- Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.

- Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 30 s.

Para cambios de potencia activa a subir o bajar superiores a los valores establecidos anteriormente, el tiempo de respuesta y de establecimiento serán tan bajos como técnicamente sea posible.

1.4 Reducción de la capacidad máxima con la caída de la frecuencia. Los módulos de generación de electricidad síncronos del tipo A, B, C o D, cuya tecnología utilice turbinas de gas o motores de gas, podrán reducir su capacidad máxima siempre que no se supere la pendiente de la característica especificada en la figura 4, evitándose, en consecuencia, la zona rayada de la misma.

Al respecto de las condiciones ambientales de referencia y a los efectos de la supervisión de conformidad de este requisito, se considerará una temperatura de 25 °C.

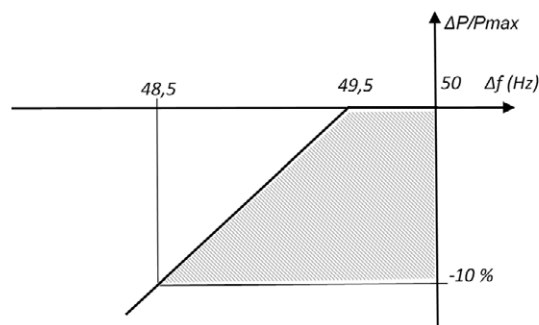


Figura 4. Característica de reducción máxima admisible de la capacidad máxima (%) del módulo de generación de electricidad síncrono en función de la frecuencia (Hz).

1.5 Conexión automática a la red. En los casos en los que un módulo de generación de electricidad del tipo A, B o C tenga capacidad de conexión automática deberá tener las capacidades técnicas que le permitan establecer:

- Un intervalo de frecuencia de permisibilidad de conexión dentro del rango de frecuencias establecido en el apartado 1.1.
- Una rampa limitante de subida de potencia.

La conexión automática no debe confundirse con la «reconexión automática» tras una perturbación.

1.6 Capacidad y rango de control de la potencia activa. La velocidad de respuesta de un módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D para alcanzar una nueva consigna de potencia activa establecida por el operador del sistema será la correspondiente al tiempo mínimo necesario que le permita su tecnología y la disponibilidad del recurso primario.

No obstante, en el caso de módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C y D conectados a la red de distribución, el tiempo para ajustar una consigna de potencia activa no superará en ningún caso los 15 minutos.

Por su parte, los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán ser capaces de detener la salida de potencia activa en un plazo de 5 segundos, desde la recepción de la instrucción, o de reducir la salida de potencia activa en los tiempos indicados en este apartado para el control de potencia.

En el caso de módulos de parque eléctrico, el tiempo máximo para alcanzar la nueva consigna de potencia activa será de 3 minutos.

No obstante, los módulos de parque eléctrico de tipo C o D deberán ser capaces de detener la salida de potencia activa en un tiempo máximo de 1 minuto, en el caso de la tecnología fotovoltaica, y de 2 minutos, en el caso de la tecnología eólica.

Los requisitos de los módulos de generación de electricidad de tipo A, B, C o D para poder llevar a cabo la detención o reducción de la potencia o ajuste de la consigna de potencia activa se regirán por la normativa que regule la aplicación nacional de la directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad y, en su caso, por el procedimiento de operación que regula el intercambio de información con el operador del sistema.

Asimismo, se establece una tolerancia en potencia del $\pm 5\%$ para dar por cumplimentada la modificación en el tiempo requerido.

1.7 Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia. En relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia (MRPFL-U), los módulos de generación de electricidad del tipo C o D deberán ser capaces de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acuerdo con la figura 4 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Salvo comunicación específica del operador del sistema, los parámetros ajustables del MRPFL-U serán los siguientes:

- a) Umbral de activación Δf_1 igual a -0.2 Hz (49,8-50) Hz.
- b) Estatismo s_2 igual al 5 %.

La característica estática de la respuesta de este modo, definida en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se debe acumular sobre la correspondiente característica estática de la respuesta del modo MRPF, al que se refiere el apartado 1.8 de este anexo.

La respuesta se caracteriza mediante las variables siguientes:

- a) Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$).
- b) ΔP : desvío de la potencia P respecto de la potencia previa a la perturbación P_0 ($\Delta P = P - P_0$).

Para el MRPFL-U, la velocidad de respuesta requerida en potencia activa dependerá de las características y capacidades técnicas de las diferentes tecnologías del módulo de generación de electricidad.

Por su parte, la velocidad de respuesta se caracterizará mediante los tiempos siguientes (ver figura 3):

a) Tiempo de retraso inicial (t_a): es el tiempo de activación de la respuesta, que será el menor posible teniendo en cuenta que:

– Si es superior a 2 segundos, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se deberá aportar al operador del sistema pruebas técnicas que lo justifiquen.

– En el caso de módulos de parque eléctrico será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo MRPF, ya que éste define la capacidad técnica al respecto de la activación de la respuesta en potencia de la que dispone el módulo de parque eléctrico.

b) Tiempo de respuesta (t_r): tiempo para alcanzar el 90 % de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

c) Tiempo de establecimiento (t_e): tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al ± 5 % de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

En el caso de aumentos de potencia activa durante la bajada de frecuencia estando activado el MRPFL-U:

a) El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:

i) Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20 % de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.

ii) Para módulos de parque eléctrico no eólicos: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50 % de la potencia máxima.

iii) Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20 % de la potencia máxima, si la potencia está por encima del 50 % de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50 % de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible. No obstante, se deberá justificar al operador del sistema si supera los 5 s.

b) El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:

i) Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.

ii) Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 30 s.

En el caso de reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia estando activado el MRPFL-U:

a) El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:

i) Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 8 s para una variación de potencia activa de hasta el 45 % de la potencia máxima. No obstante, dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento (hidroeléctrica, bombeo, entre otros) y limitaciones tecnológicas justificadas (motores a gas, turbinas de gas, entre otros.) se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.

ii) Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 2 s, para una variación de potencia activa de hasta el 50 % de la potencia máxima.

b) El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:

i) Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 30 s.

ii) Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 20 s.

Para cambios de potencia activa a subir o bajar superiores a los valores anteriormente establecidos, el tiempo de respuesta y de establecimiento serán tan bajos como técnicamente sea posible.

1.8 Modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF). En relación con el modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF), los módulos de generación de electricidad de tipo C o D deberán ser capaces de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acuerdo con lo especificado a este respecto en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. A este respecto, las características estáticas de las respuestas de los modos MRPFL-O y MRPFL-U se acumulan, en su caso, a la característica estática de la respuesta de este modo MRPF.

Salvo indicación en contra del operador del sistema, los parámetros ajustables del MRPF serán los siguientes:

a) Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $|\Delta P_1|/P_{\max}$ igual al 8 %.

b) Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia $|\Delta f_1|$ igual al 10 mHz.

c) Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia igual al 0 mHz.

d) Estatismo s_1 igual al 5 %.

En relación con los tiempos demora y de activación total de la respuesta requerida por el MRPF se cumplirá con lo especificado a este respecto en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, de conformidad con los parámetros siguientes:

a) Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima, $|\Delta P_1|/P_{\max}$, (intervalo de respuesta en frecuencia) igual al 8 %.

b) Demora inicial máxima admisible, t_1 , será igual a:

i) 2 s, en el caso de los módulos de generación de electricidad con inercia o emulación de inercia.

ii) 500 ms, en el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia ni emulación de inercia.

c) Selección máxima admisible del tiempo de activación total, t_2 , será de 30 s, salvo que el operador del sistema permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema.

El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar completamente el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia durante al menos 15 minutos, si la fuente primaria de energía lo permite.

De acuerdo a los parámetros antes establecidos (parámetros por defecto), la acumulación de las características estáticas de las respuestas de los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF se traduce en una característica estática potencia-frecuencia continua como la representada en la figura 5:

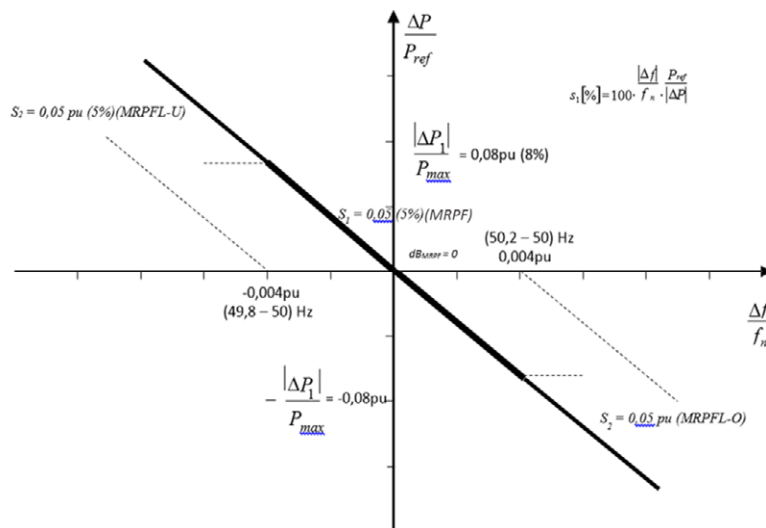


Figura 5. Característica estática potencia-frecuencia continua resultado de acumular las características estáticas de los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF.

Adicionalmente a lo especificado en cuanto a la monitorización en tiempo real del MRPF en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, el módulo de generación de electricidad estará capacitado para recibir en tiempo real del operador del sistema e implementar consignas de potencia en reserva a subir y a bajar mínimas garantizadas, que podrían ser diferentes. En el caso de módulos de parque eléctrico, las consignas de banda a subir y bajar se respetarán en la cuantía que permita la diferencia entre el recurso primario disponible y el nivel mínimo de regulación.

La solicitud por parte del operador del sistema de reserva de potencia a subir a los módulos de parques eléctrico se realizará conforme a lo establecido en los procedimientos de operación correspondientes y, en todo caso, bajo la premisa de reducir las necesidades de vertidos del conjunto del sistema y evitar sobrecostes innecesarios a los módulos de parque eléctrico y/o al sistema.

1.9 Emulación de inercia. En el supuesto de que un módulo de parque eléctrico de tipo C o D pueda aportar emulación de inercia voluntariamente, esta consistirá en un control continuo que deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada temporal de frecuencia en el punto de conexión a la red. El sistema de control deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Responderá de acuerdo a una ganancia derivativa, K_g , ajustable, al menos, entre 0 (control fuera de servicio) y 15 segundos (valores por unidad en base máquina).
- En todo momento estará capacitado para aumentar o disminuir la potencia activa inyectada a la red en un valor ΔP_{\max} desde el valor previo a la perturbación (potencia activa de referencia P_o). El valor ΔP_{\max} podrá ser ajustable entre 0 (control fuera de servicio) y el 10% de la capacidad máxima del módulo.
- La velocidad de respuesta será tal que, en 150 ms, la instalación pueda aumentar o disminuir la potencia activa en, al menos, un valor del 10% de la capacidad máxima del módulo.
- Deberá ser capaz de suministrar una energía equivalente al 10% de la capacidad máxima del módulo durante 8 segundos.
- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10 mHz.

- f) Será capaz de inhibirse dentro de una banda muerta voluntaria en frecuencia entre 0 y ± 500 mHz.
- g) Será capaz de ajustar una banda muerta voluntaria en la derivada de la frecuencia entre 0 y $\pm 0,5$ Hz/s.
- h) No contribuirá negativamente al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema eléctrico.

El propietario de un módulo de parque eléctrico, podrá proponer un control de emulación de inercia distinto al especificado en este apartado que, en todo caso, deberá ser aprobado por el operador del sistema.

2. Requisitos de tensión

2.1 Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad.

2.1.1 Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo D. En relación con los rangos de tensión, un módulo de generación de electricidad de tipo D deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión, en el punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto a la base y durante los periodos de tiempo especificados en la tabla 2 y tabla 3.

Tabla 2. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el módulo de generación de electricidad tipo D debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 110 kV (inclusive) y 300 kV

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu-1,15 pu	60 minutos

Tabla 3. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el módulo de generación de electricidad tipo D debe ser capaz de funcionar, para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión, sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 300 kV y 400 kV (ambos extremos incluidos)

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu-1,10 pu	60 minutos

En los casos de sobretensión y subfrecuencia simultáneas o subtensión y sobrefrecuencia simultáneas, los módulos de generación de electricidad se podrán acoger a lo establecido en el apartado 1.1 de este anexo, al respecto de las variaciones combinadas de frecuencia y tensión.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, las condiciones y ajustes para la desconexión de dichos módulos serán las recogidas en la tabla 4. No obstante, con el fin de garantizar la seguridad de la red, el gestor de la red de distribución tendrá potestad para definir tiempos de desconexión diferentes, en coordinación con el

gestor de la red de transporte, en función de las características del punto de conexión o atendiendo a situaciones de red no previstas en el momento de la conexión por la evolución a futuro de las características de las red, siempre que no supongan un redimensionamiento no previsto en el módulo de generación de electricidad.

Tabla 4. Condiciones y ajustes para desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
<0,85 pu	1,5 segundos
1,10-1,15 pu	1 segundo
>1,15 pu	0,2 segundos

2.1.2 Módulos de generación de electricidad B y C conectados en red de distribución radial. En el caso de módulos de generación de electricidad de tipo B o C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, las condiciones y ajustes para la desconexión de dichos módulos serán las recogidas en la tabla 5.

Tabla 5. Condiciones y ajustes para desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo B o C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
<0,85 pu	1,5 segundos
1,10-1,15 pu	1 segundo
>1,15 pu	0,2 segundos

No obstante, con el fin de garantizar la seguridad de la red, el gestor de la red de distribución tendrá potestad para definir tiempos de desconexión diferentes, en coordinación con el operador del sistema, en función de las características del punto de conexión o atendiendo a situaciones de red no previstas en el momento de la conexión por la evolución a futuro de las características de la red, siempre que no supongan un redimensionamiento no previsto en el módulo de generación de electricidad.

2.2 Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos.

2.2.1 Capacidad de potencia reactiva.

2.2.1.1 Módulos de generación de electricidad síncronos tipo D. Con carácter general, los módulos de generación de electricidad síncronos tipo D deberán compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión. No obstante, con carácter excepcional el titular y el gestor de la red pertinente podrán acordar condiciones diferentes.

La capacidad de potencia reactiva de los módulos de generación síncronos tipo D a su capacidad máxima (P_{max}), será tal que, dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu estos deberán disponer de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio, de tal manera que modificarán su producción/absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/ P_{max} de la figura 6.

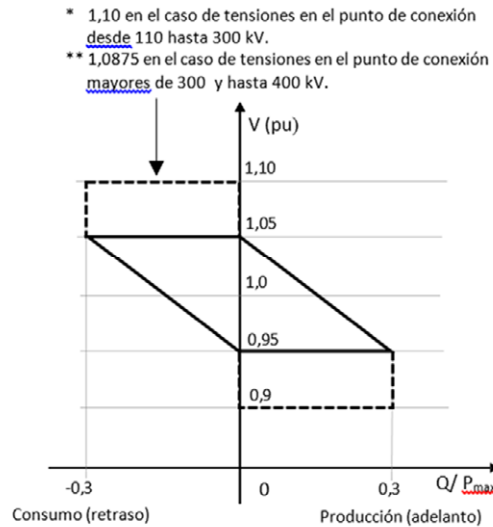


Figura 6. Diagrama U-Q/P_{max} de un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D en situación P=P_{max}.

La aportación de la potencia reactiva estará disponible tanto en régimen permanente como en régimen perturbado, y se llevará a cabo mediante un control de tensión a consigna de tensión en el punto de conexión, de tal forma que el punto de operación del módulo de generación de electricidad síncrono esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión «AVR» (Automatic Voltage Regulator).

Adicionalmente, los módulos de generación de electricidad síncronos deberán aportar potencia reactiva en todo el rango de tensión en el que se requiere que dichos módulos funcionen durante un tiempo ilimitado, de acuerdo con lo establecido en el apartado 2.1. En concreto, la capacidad para suministrar potencia reactiva dentro de estos rangos de tensión será la que aparece representada en las extensiones de trazos discontinuos del diagrama U-Q/P_{max} de la figura 6. Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de generación de electricidad síncrono disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/P_{max} representadas en la figura 6 con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Por tanto, se considerarán aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/P_{max} derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de generación de electricidad síncrono deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En relación con la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima, se estará a lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

2.2.1.2 Módulos de generación de electricidad síncronos tipo B o C. A los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B o C les serán de aplicación los mismos requisitos recogidos en el apartado 2.2.1.1 para los módulos de generación síncronos de tipo D, excepto en el caso de que la capacidad máxima sea inferior a 15 megavatios (MW), en cuyo caso, podrán disponer únicamente de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/P_{max} de la figura 7.

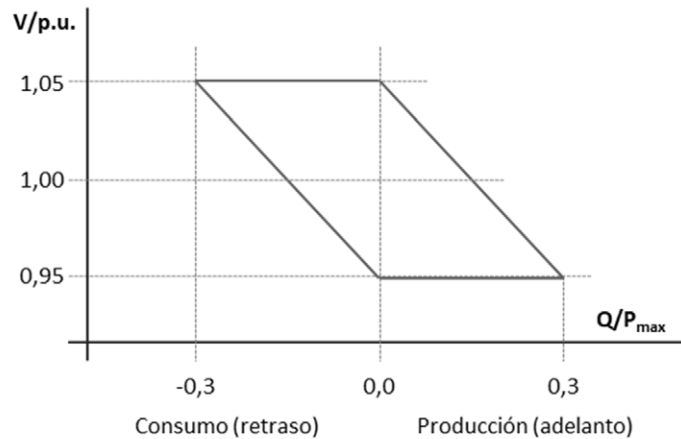


Figura 7. Diagrama U-Q/P_{max} de un módulo de generación de electricidad síncrono Tipo B o C cuando P_{max} < 15MW.

2.2.2 Función estabilizadora de potencia (PSS). Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D deberán incorporar un estabilizador de sistemas de potencia (Power System Stabilizer - PSS) si su capacidad máxima es superior a 50 MW, el cual deberá estar ajustado para amortiguar oscilaciones inter-áreas, al menos, a partir de 0,1 Hz.

2.3 Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico.

2.3.1 Control de inyección rápida de corriente. Los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D deberán ser capaces de gestionar la inyección rápida de corriente mediante un sistema de control continuo durante el régimen perturbado. A los efectos de este sistema de control, se tomarán en consideración las siguientes variables:

a) Error de la tensión de secuencia directa en el punto de conexión (ΔU_1): diferencia entre el valor eficaz de la tensión de secuencia directa previa a la perturbación U_{1i} (pu) y el valor eficaz de la tensión de secuencia directa en cada momento U_1 (pu), es decir, $\Delta U_1 = U_{1i} - U_1$.

b) Error de la tensión de secuencia inversa en el punto de conexión (ΔU_2): error de la tensión de secuencia inversa en el punto de conexión, correspondiente a la diferencia entre el valor eficaz de la tensión de secuencia inversa previa a la perturbación U_{2i} (pu) y el valor eficaz de la tensión de secuencia inversa en cada momento U_2 (pu), es decir, $\Delta U_2 = U_{2i} - U_2$.

c) Cambio abrupto: desvío del valor eficaz (medido en una ventana móvil de un ciclo) de la tensión en el punto de conexión de, al menos, el 5 % del promedio en los 50 ciclos previos a la perturbación en alguna de las fases.

d) V_{\min} : para módulos de parque eléctrico conectados a tensiones iguales o superiores a 110 kV, es la menor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidos en el apartado 2.1.1 (pu). En el resto de casos, se considera por defecto 0,85 pu, pudiendo ser modificado dicho valor por el gestor de la red de distribución, en coordinación con el operador del sistema.

e) V_{\max} : para módulos de parque eléctrico conectados a tensiones iguales o superiores a 110 kV, es la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidos en el apartado 2.1.1 (p.u). En el resto de casos, se considera por defecto 1,15 pu, pudiendo ser modificado dicho valor por el gestor de la red de distribución, en coordinación con el operador del sistema.

Los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de activar la inyección/absorción rápida de corriente gestionándola mediante un sistema de control continuo durante el régimen perturbado que cumplirá con los siguientes requisitos:

a) Podrá deshabilitarse a petición del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema.

b) Dispondrá de una capacidad de inyección de corriente aparente por fase que, como mínimo, será igual a la corriente nominal.

c) Se activará cuando se produzca una perturbación de tensión que cumpla cualquiera de las condiciones siguientes:

i) La tensión eficaz en el punto de conexión U (pu) salga del rango $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$ pu en alguna de las fases.

ii) El cambio abrupto de tensión en el punto de conexión sea superior a 0,1 pu. Este valor deberá ser parametrizable entre 0,05 y 0,15 pu, a petición del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema.

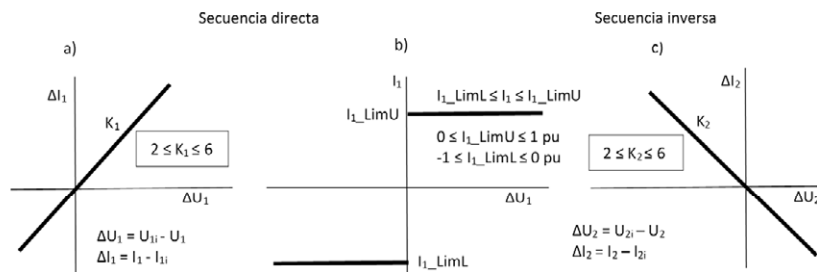
d) Permanecerá activo hasta que se cumplan simultáneamente las condiciones siguientes, si bien, no se exigirá la actividad más de 30 segundos si la capacidad térmica de la máquina no lo permite:

i) La tensión eficaz en el punto de conexión U vuelve al rango $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$ pu en todas las fases.

ii) Han transcurrido 5 segundos desde el inicio de la perturbación. Este tiempo podrá ajustarse a valores inferiores, a petición del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema.

e) Reiniciará la cuenta anterior de 5 segundos si, mientras está activo, se vuelven a cumplir alguna de las condiciones de activación a las que se refiere el apartado c), siempre y cuando la capacidad térmica de la máquina lo permita.

f) Tras la desactivación de la inyección/absorción rápida de corriente, el módulo de parque eléctrico retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación. Si posteriormente, volvieren a darse las condiciones a las que se refiere el apartado c), el módulo volverá a activarse.



Todas las magnitudes representadas se consideran en valores por unidad. Las corrientes referidas a la corriente nominal del módulo de parque eléctrico y las tensiones en base a su tensión nominal.

K_1 : Ganancia del control de corriente de secuencia directa. K_2 : Ganancia del control de corriente de secuencia inversa.

ΔU_1 : Error de tensión de secuencia directa. ΔU_2 : Error de tensión de secuencia inversa.

U_{11} : Tensión de secuencia directa previa a la perturbación. U_{21} : Tensión de secuencia inversa previa a la perturbación.

U_1 : Tensión de secuencia directa. U_2 : Tensión de secuencia inversa.

ΔI_1 : Incremento de corriente reactiva (directa). ΔI_2 : Incremento de corriente de secuencia inversa.

I_{11} : Corriente reactiva (directa) previa a la perturbación. I_{21} : Corriente de secuencia inversa previa a la perturbación.

I_1 : Corriente reactiva (directa). I_2 : Corriente de secuencia inversa.

Nota:

La inyección de ΔI_1 e ΔI_2 no es obligatoria si la potencia producida previa a la perturbación es menor que un 5% de la capacidad máxima.

Si la tensión eficaz en el punto de conexión U o en bornes de unidad de generación es menor a 0,2 pu se permite el bloqueo de la electrónica de potencia.

Figura 8.a) Inyección/absorción de corriente reactiva (secuencia directa) adicional requerida « ΔI_1 » en función del error de la tensión de secuencia directa ΔU_1 ; b) Limitación de la inyección/absorción de corriente reactiva « I_1 » total y; c) Inyección/absorción de corriente de secuencia inversa adicional requerida en función del error de la tensión de secuencia inversa ΔU_2 .

En caso de faltas, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber la corriente de secuencia directa, cuando se trate de una falta equilibrada, y las corrientes de secuencia

directa e inversa, cuando sea desequilibrada, de acuerdo con lo que se indica a continuación:

a) Para la corriente de secuencia directa, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia directa ΔU_1 , mediante un control proporcional continuo, una corriente reactiva, ΔI_1 (pu), de acuerdo a la figura 8.a) de forma incremental a la corriente reactiva previa a la perturbación, I_{1i} (pu).

Adicionalmente, cumplirá con lo siguiente:

i) La componente de corriente reactiva total, I_1 , resultante del cumplimiento acumulado de este control, ΔI_1 , más la componente de corriente reactiva previa a la perturbación, I_{1i} , deberá respetar las saturaciones indicadas en la figura 8 b) definidas mediante las líneas horizontales I_{1_limU} y I_{1_limL} . Las líneas de saturación horizontales cumplirán con lo siguiente:

- I_{1_limU} deberá poder parametrizarse desde 0 hasta 1 pu.
- I_{1_limL} deberá poder parametrizarse desde -1 pu hasta 0.
- Se establecerán con los valores por defecto $I_{1_limU} = 0.9$ pu y $I_{1_limL} = -0.9$ pu.

ii) Adicionalmente a la componente de corriente reactiva total I_1 , resultado del cumplimiento acumulado del requisito de inyección de corriente reactiva ΔI_1 más la componente de corriente reactiva previa a la perturbación I_{1i} , el módulo de parque eléctrico deberá inyectar componente de corriente activa hasta alcanzar la corriente nominal del módulo de parque eléctrico siempre que el recurso primario lo permita. Para la componente activa de la corriente, la velocidad de respuesta deberá ser la más rápida técnicamente factible, siendo deseable la misma velocidad de respuesta que la exigida para la componente reactiva.

iii) Si el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, no hubiese establecido una limitación para las líneas de saturación I_{1_limU} ó I_{1_limL} con valores absolutos inferiores al valor por defecto de 0,9 pu y el módulo de parque eléctrico dispusiera de capacidad de corriente por encima de la nominal, el módulo de parque eléctrico podría cumplimentar lo requerido por exceso inyectando (o absorbiendo, en su caso) más componente de corriente reactiva de la requerida, respetando la componente de corriente activa requerida.

b) Para la corriente de secuencia inversa, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia inversa ΔU_2 , mediante un control proporcional continuo, una corriente de secuencia inversa, ΔI_2 (pu), de acuerdo a la figura 8 c) de forma incremental a la corriente de secuencia inversa previa a la perturbación, I_{2i} (pu) en dicha figura 8 c). En el caso de los módulos de parque eléctrico eólicos con tecnología de generación doblemente alimentada, la respuesta de corriente secuencia inversa será la natural de la tecnología (en magnitud y constantes de tiempo propias de los impulsos iniciales de corriente reactiva), sin que esto exima a dichos módulos de contribuir con la componente de secuencia directa especificada en el apartado a) durante la falta desequilibrada.

El signo de la inyección del ΔI_2 (pu) será el correspondiente al equivalente del comportamiento natural de un generador síncrono ante el mismo error de tensión de secuencia inversa ΔU_2 .

Si el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, hubiese establecido una limitación para las líneas de saturación I_{1_limU} ó I_{1_limL} con valores absolutos inferiores al valor por defecto de 0,9 pu, entonces, en el caso de perturbaciones desequilibradas estas limitaciones se entenderán que aplican a la corriente por fase total debida a las componentes de secuencia directa e inversa, en caso contrario, no aplicará limitación. En el caso de los módulos de parque eléctrico con tecnología de generación doblemente alimentada, se entenderá que la limitación sólo aplica a la corriente de secuencia directa.

El valor de los módulos de las ganancias del control de la inyección de corriente rápida y debe poder ser ajustable entre 2 y 6 pu, si bien, el valor por defecto de ambos será de 3,5 pu, salvo indicación expresa del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema.

No se permite la existencia de bandas muertas en el control. En caso de existir, deberán ser parametrizadas con un valor de 0 pu.

El módulo de parque eléctrico será capaz de inyectar la corriente requerida, como mínimo, en los tiempos que se indican a continuación (ver figura 9), siempre que no exista condición de bloqueo de la electrónica de potencia:

- El retraso del inicio (t_i) de la inyección/absorción de corriente deberá ser como máximo 20 ms.
- El tiempo de respuesta (t_r) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que alcanza el 90 % de la respuesta requerida correspondiente al escalón en el error de la tensión deberá de ser tal que se cumpla que $t_i + t_r \leq 50$ ms.
- El tiempo de establecimiento (t_e) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que la respuesta permanece en la banda +20 % y -10 % en torno a la respuesta requerida deberá ser como máximo de 60 ms.

No obstante lo anterior, a petición del gestor de red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, se podrán solicitar tiempos de respuesta (t_r) de hasta 300 ms, ajustables en escalones de 30 ms, y tiempos de establecimiento (t_e) de hasta 600 ms ajustables en escalones de 60 ms.

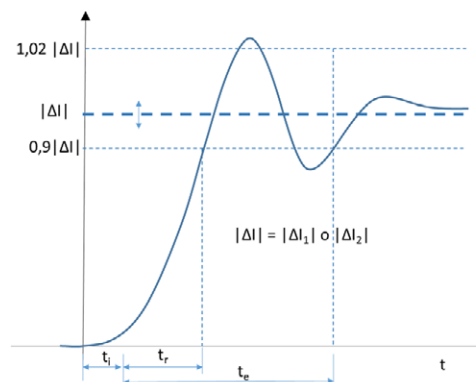


Figura 9. Ejemplo ilustrando los tiempos de respuesta.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 20.2.b) del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, el módulo de parque eléctrico puede optar por implementar este control midiendo las variaciones de tensión en los terminales de las unidades de generación de electricidad (UGE) constituyentes del módulo de parque eléctrico e inyectando rápidamente una corriente en los terminales de estas unidades.

2.3.2 Capacidad de potencia reactiva.

2.3.2.1. Módulos de parque eléctrico tipo D. La capacidad de potencia reactiva se requiere en el punto de conexión, en consecuencia, y con carácter general, los módulos de parque eléctrico tipo D tendrán que compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión. No obstante, con carácter excepcional el titular y el gestor de red pertinente podrán acordar condiciones diferentes.

Se distinguen dos situaciones en relación con la capacidad de potencia reactiva de un módulo de parque eléctrico tipo D:

- Capacidad de potencia reactiva a su capacidad máxima (P_{max}). La capacidad de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico será tal que, dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, deberán disponer de capacidad técnica para generar y absorber

potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción/absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama $U-Q/P_{\max}$ de la figura 10.

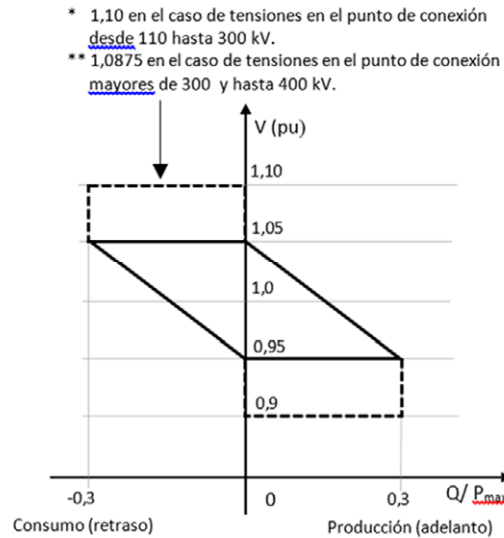


Figura 10. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Durante el funcionamiento en régimen permanente y fuera del rango de tensiones $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, los módulos de parque eléctrico tipo D inyectarán/absorberán potencia reactiva según la respuesta del control de tensión (ver apartado 2.3.3), con las limitaciones que, por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones, imponga la producción de potencia activa. Es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P_0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

Adicionalmente, los módulos de parque eléctrico tipo D deberán suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima en todo el rango de tensión en el que se requiere que funcionen durante un tiempo ilimitado (ver apartado 2.1). En concreto, la capacidad para suministrar potencia reactiva a la capacidad máxima (P_{\max}) dentro de estos rangos de tensión aparece representada en el diagrama $U-Q/P_{\max}$ de la figura 10 con unas extensiones de línea a trazos, sin que sea necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3. Esta capacidad se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama $U-Q/P_{\max}$ con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama $U-Q/P_{\max}$ derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

b) Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima ($P < P_{\max}$). En esta situación, los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro del perfil $P-Q/P_{\max}$ establecido en la figura 11, siempre que todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía estén técnicamente disponibles, es decir, que no estén fuera de servicio debido a mantenimiento o avería. En caso contrario, el gestor de red pertinente en

coordinación con el operador del sistema admitirá una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las unidades disponibles.

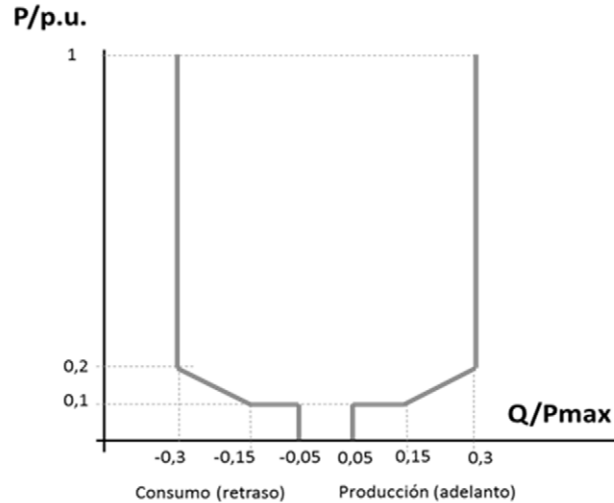


Figura 11. Perfil $P-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Para rangos de operación en los que el módulo de parque eléctrico se encuentre inyectando potencia reactiva entre 0,2 y 0,3 de la capacidad máxima, de acuerdo con la figura 11, se permitirán tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, no siendo necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

2.3.2.2 Módulos de parque eléctrico tipo B o C. A los módulos de parque eléctrico de tipo B o C les será de aplicación todo lo requerido a los módulos de parque eléctrico de tipo D en el apartado 2.3.2.1, excepto en el caso de que la capacidad máxima sea inferior a 15 MW, en cuyo caso, podrán disponer únicamente de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama $U-Q/P_{\max}$ de la figura 12.

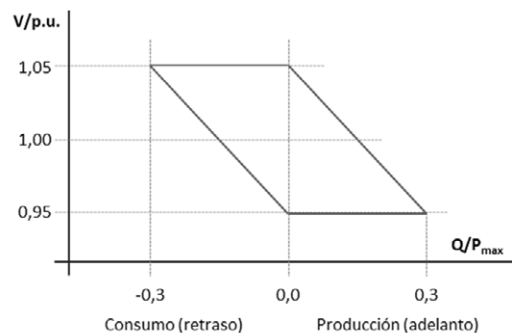


Figura 12. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico tipo B o C en situación cuando $P_{\max} < 15$ MW.

2.3.3 Modos de control de potencia reactiva. Salvo indicación en contra del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, el control de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D se configurará por defecto con los parámetros⁽¹⁾ siguientes:

- La pendiente se ajustará en el 2%.
- Se operará sin banda muerta. No obstante, se acepta una banda de insensibilidad menor o igual al $\pm 0,2\%$ de la tensión nominal.
- El tiempo t_1 será de 1 segundo y t_2 de 5 segundos.

1. Parámetros definidos en el artículo 21.3.d. del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

En el caso de los módulos de parque eléctrico tipo B, los modos de control de potencia reactiva serán los mismos que los aplicables a los tipos C y D, y que están definidos en el artículo 21.3.d) del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

El modo de control de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico tendrá capacidad técnica para recuperar la respuesta de potencia reactiva consignada tras un cambio repentino en las condiciones del nudo de conexión a la red, en un tiempo inferior a 1 minuto con la precisión especificada en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Asimismo, el modo de control de factor de potencia del módulo de parque eléctrico deberá tener capacidad técnica para recuperar la respuesta del factor potencia de consigna en un tiempo inferior a 1 minuto tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión, dentro de los rangos de capacidad de potencia reactiva requeridos. La precisión debe ser tal que el valor del error absoluto de la potencia reactiva sea menor del 5% de la capacidad máxima de potencia reactiva del módulo de generación.

Con el fin de que las actualizaciones de las consignas de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia, en su caso, no interfieran con las dinámicas de movimiento de los cambiadores de tomas, se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) El gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema no actualizará las tensiones de consigna del punto de conexión a la red con tiempos tan rápidos que puedan provocar interferencias.

b) Si el módulo de parque eléctrico realiza algún tipo de traslación de la tensión de consigna a terminales de unidades de generación, se hará sin que se ocasione ningún tipo de oscilación ni inestabilidad.

El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá modificar los parámetros establecidos en este apartado, manteniéndose siempre dentro de los rangos estipulados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

2.3.4 Prioridad de la potencia activa y reactiva. Las salidas de todos los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) y las salidas de todos los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente) de los módulos de parque eléctrico de tipo A, B, C o D, estarán sujetas a las siguientes reglas de prioridad:

a) Dentro del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$, tendrán prioridad las salidas de los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente). No obstante, las salidas de los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente) se deberán respetar mientras que el módulo de parque eléctrico no alcance su potencia aparente máxima o su corriente aparente nominal.

b) Fuera del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$, tendrán prioridad las salidas de los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente). No obstante, las salidas de los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) se deberán respetar mientras que el recurso primario lo permita y el módulo de parque eléctrico no alcance su potencia aparente nominal o su corriente aparente nominal.

A efectos de aplicación de este requisito se definen las siguientes variables:

a) V_{\max} , se corresponde con la mayor tensión admisible siguiente:

i) En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, la mayor tensión considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar indicada en el apartado 2.1.1.

ii) En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B o C, la mayor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento establecidos por el gestor de red pertinente.

- b) V_{\min} , se corresponde con la menor tensión admisible siguiente:
- i) En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, la menor tensión considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar indicada en el apartado 2.1.1.
 - ii) En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B o C, la menor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento establecidos por el gestor de red pertinente.

2.3.5 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Los módulos de parque eléctrico de tipo C o D podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. En su caso, el principio de funcionamiento y los ajustes y parámetros del control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario del módulo de parque eléctrico.

En caso de no contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, el diseño de todos sus controles será tal que no contribuyan a desamortiguar las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz.

2.3.6 Capacidad para limitar la generación de sobretensiones transitorias. Los módulos de parque eléctrico de tipo C o D y de tecnología diferente a la eólica doblemente alimentada limitarán la generación de sobretensiones transitorias durante su funcionamiento todo lo que el estado del arte permita. Con este fin, el módulo de parque eléctrico tendrá la capacidad técnica de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar, de manera que no se inyecte corriente aparente o se controle convenientemente su componente reactiva en menos de 5 ms, una vez que la medida del valor eficaz de la tensión del punto de conexión o en los terminales de las unidades de generación supera 1,2 pu y se esté inyectando corriente reactiva. En el caso de sobretensión tras despeje de defecto, el bloqueo, o técnica similar aplicada, se realizará en un tiempo máximo de 30 ms tras el propio despeje de la falta si está inyectando corriente reactiva. Esta capacidad estará activa por defecto salvo indicación en contra del operador del sistema.

Por otro lado, los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D que sean de tecnología diferente a la eólica doblemente alimentada deberán cumplir con los límites de sobretensiones máximas admisibles establecidos en el apartado 4.7.5. de la ITC-RAT 09 del reglamento aprobado mediante Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.

El módulo de parque eléctrico de tipo A de tecnología diferente a la eólica doblemente alimentada no generará sobretensiones en el punto de conexión de la red cumpliendo con los límites indicados en la tabla 6.

Tabla 6. Sobretensiones máximas admisibles entre fases en función de la duración de la sobretensión en el caso de módulos de parque eléctrico de tipo A

Duración, t , de la tensión (s)	Valor admisible de la sobretensión instantánea (% U_n pico)
0,0002	280
0,0006	218
0,002	178
0,006	145
0,02	129
0,06	120
0.2	120
0,6	120

2.4 Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico en alta mar. A los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados en corriente alterna a la red de transporte o distribución les serán de aplicación los mismos requisitos de tensión establecidos para los módulos de parque eléctrico en tierra conectados a la red de transporte o distribución.

3. Requisitos de robustez

3.1 Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad.

3.1.1 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas. Los perfiles de tensión mínimos en función del tiempo que deben ser capaces de soportar los módulos de generación de electricidad serán los que se indican a continuación. En todos los casos, los perfiles representan el límite inferior de la tensión en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

a) Módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV. El perfil de tensión en función del tiempo será el indicado en la figura 13.

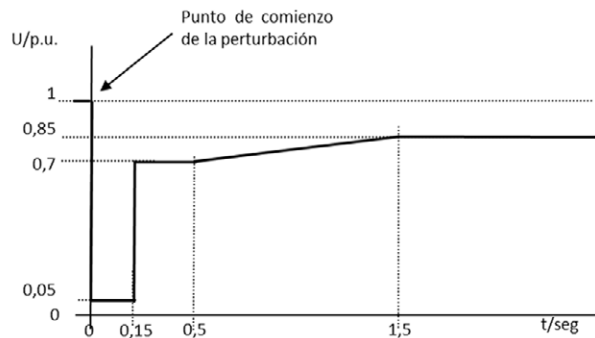


Figura 13. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo B, C o D conectado a tensión inferior a 110 kV.

b) Módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV. El perfil de tensión en función del tiempo será el indicado en la figura 14.

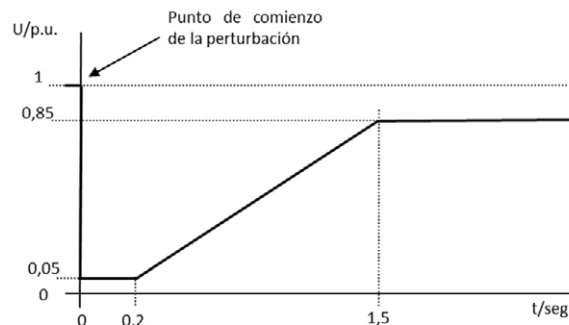


Figura 14. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo B, C o D conectado a tensión inferior a 110 kV.

c) Módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D conectados a tensión igual o superior 110 kV. El perfil de tensión en función del tiempo será el indicado en la figura 15.

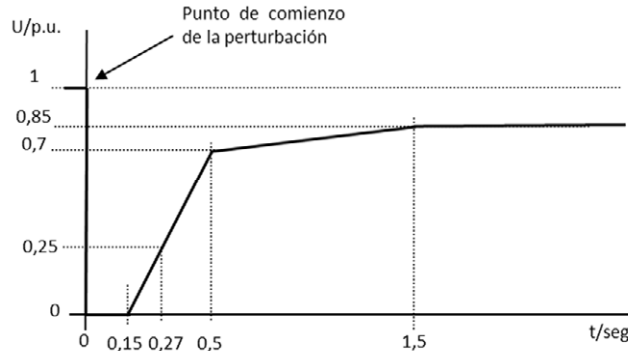


Figura 15. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo D conectado a tensión igual o superior a 110 kV.

d) Módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a tensión igual o superior a 110 kV. El perfil de tensión en función del tiempo será el indicado en la figura 16.

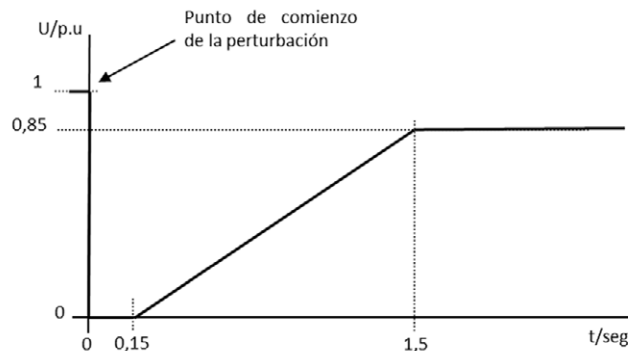


Figura 16. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a tensión igual o superior a 110 kV.

Las condiciones previas y posteriores a las faltas a tener en cuenta en relación con la capacidad de soportar huecos de tensión serán las siguientes, salvo especificación diferente en la Norma Técnica de Supervisión de aplicación:

- a) La potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta:
 - i) Para módulos de generación de electricidad de tipo B o C: 5 veces su capacidad máxima.
 - ii) Para módulos de parque eléctrico de tipo D: 5 veces su capacidad máxima.
 - iii) Para módulos de generación eléctrica síncronos de tipo D: el 80 % de la potencia de cortocircuito mínima prevista en el punto de conexión a la red.
- b) El punto de funcionamiento considerado será el siguiente:
 - i) Potencia activa igual a la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.
 - ii) Potencia reactiva igual a la máxima capacidad de absorción de potencia reactiva requerida a la capacidad máxima de potencia activa conforme a lo establecido en el apartado 2.2.1, en el caso de módulos de generación eléctrica síncronos, o en el apartado 2.3.2, en el caso de módulos de parque eléctrico.
 - iii) La tensión se corresponderá con el mínimo valor para el que se requiera la máxima capacidad de absorción de potencia reactiva de conformidad con lo establecido en el

apartado 2.2.1, en el caso de módulos de generación eléctrica síncronos, o en el apartado 2.3.2, en el caso de módulos de parque eléctrico.

3.1.2 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas. En relación con la capacidad de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C o D para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas aplicará lo siguiente:

a) En el caso de cortocircuitos bifásicos a tierra o monofásicos, aplica el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra.

b) En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, aplica el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase.

c) En el caso de que la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra a los efectos del presente requisito.

3.1.3 Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas. Al objeto de facilitar el cumplimiento de la capacidad para soportar huecos de tensión por los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D, aplica lo siguiente:

a) Para tensiones en el punto de conexión o de los terminales de las unidades de generación (fase-tierra o fase-fase, según lo que aplique a los efectos del perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión en función del tipo de falta) inferiores a 0,2 pu se permite el bloqueo en la electrónica de potencia, pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red, teniendo en cuenta que:

i) el bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms, una vez que la correspondiente tensión supere el valor de 0,2 pu.

ii) si el módulo de generación de electricidad y sus unidades de generación constituyentes disponen de mayor capacidad técnica pudiendo evitar el bloqueo o aplicarlo a tensiones inferiores a 0,2 pu, deberá ser comunicada al gestor de red pertinente en los trámites de acceso a la red. En el caso de módulos de parque eléctrico con conexión en la red de distribución, dicha información podrá ser solicitada por el operador del sistema al gestor de red pertinente.

b) En caso de que la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra.

A requerimiento del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, el módulo de parque eléctrico tendrá la capacidad de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar, de manera que no se inyecte corriente aparente o se controle convenientemente su componente reactiva en menos de 5 ms si la medida del valor eficaz de la tensión del punto de conexión o de los terminales de las unidades de generación baja del umbral que se le requiera. En este caso, el umbral de tensión a solicitar, en su caso, será mayor o igual a 0,2 pu. Para la medida del valor eficaz de la tensión se permite un tiempo de hasta 30 ms. En el caso de la tecnología doblemente alimentada, se permite que durante el bloqueo la corriente no sea nula.

Una vez que la tensión supere dicho umbral anterior, deberá eliminarse el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar antes de transcurridos 100 ms.

3.2 Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad síncronos.

3.2.1 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta. Los módulos de generación de electricidad síncronos de los tipos B, C o D deberán recuperar la potencia activa previa a la perturbación tan pronto como sea posible,

al objeto de mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, no aplicará ninguna ley o estrategia de comportamiento que conlleve una disminución o retraso de la respuesta en potencia del módulo de generación de electricidad síncrono durante la perturbación. No se consideran a este respecto las actuaciones de emergencia encaminadas a evitar una condición de pérdida de sincronismo y la desconexión del módulo.

Como límite máximo, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, la recuperación de la potencia activa deberá cumplir las siguientes condiciones:

a) si la tensión residual en el punto de conexión no baja de 0,5 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

b) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,5 pu pero no baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos una vez que la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

c) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez que la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

Si no se cumple el requisito debido de que la tensión no se recupere con la suficiente rapidez, entonces el módulo de generación de electricidad síncrono deberá estar entregando al menos la corriente nominal.

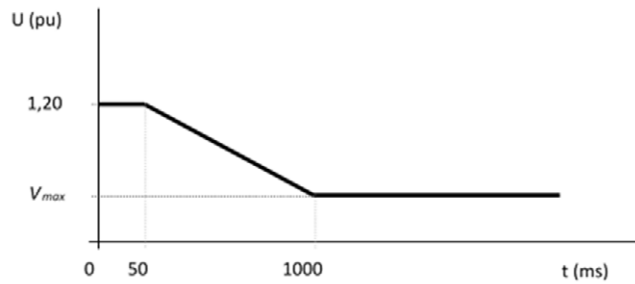
A efectos del cumplimiento de este requisito, en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. La oscilación deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

3.2.2 Capacidad para soportar saltos angulares. El módulo de generación de electricidad síncrono tipo A, B, C o D estará capacitado para soportar sin desconexión el cierre de las líneas de la red con una diferencia angular entre polos del interruptor de la línea de 30° y, ocasionalmente, de hasta 35°.

3.2.3 Capacidad para soportar sobretensiones transitorias. Los módulos de generación de electricidad síncronos tipo D conectados a la red de transporte serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones⁽²⁾, en una o en todas las fases, de acuerdo con la figura 17.

2. Tensión eficaz a tierra en el punto de conexión

A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, deberá tenerse en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.



V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1.

Figura 17. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte.

Por su parte, los módulos de generación de electricidad síncronos de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte, serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales (tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión) de acuerdo con la figura 18. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

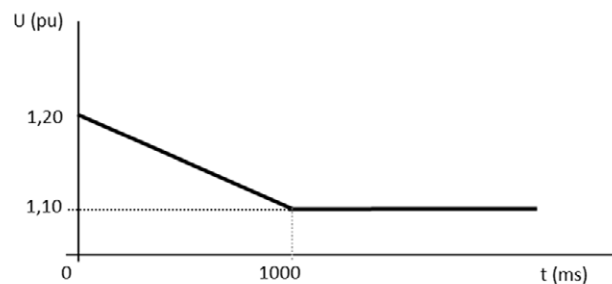


Figura 18. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte.

3.3 Requisitos de robustez de los módulos de parque eléctrico.

3.3.1 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta. Los módulos de parque eléctrico de los tipos B, C o D deberán proporcionar la potencia activa correspondiente al cumplimiento de la inyección de corriente activa indicada en el desarrollo del requisito de inyección rápida de corriente (apartado 2.3.1) en función de la tensión existente en cada momento. El cumplimiento de este requisito deberá satisfacerse con la misma velocidad de respuesta exigida para el requisito de inyección rápida de corriente. Una vez que la tensión alcance o supere 0,85 pu, la potencia activa deberá recuperarse tan pronto como sea posible al objeto de mantener la estabilidad del sistema.

La recuperación de la potencia activa, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, deberá cumplir las condiciones que se indican a continuación:

a) si la tensión residual en el punto de conexión no baja de 0,5 pu, y el recurso primario lo permite, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez que la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

b) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,5 pu, pero no baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales

c) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

Si no se cumple el requisito debido de que la tensión no se recupere con la suficiente rapidez, entonces el módulo de parque eléctrico deberá estar entregando, al menos, la corriente nominal.

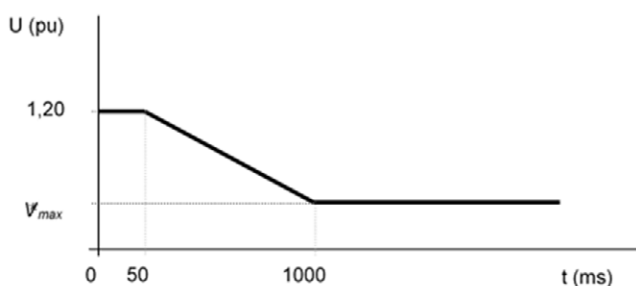
A los efectos de cumplimiento de este requisito en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. Adicionalmente, deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

3.3.2 Capacidad para soportar saltos angulares. El módulo de parque eléctrico de tipo A, B, C o D tendrá capacidad para soportar, sin desconexión, saltos angulares de hasta 20° en el punto de conexión a la red derivados de las maniobras de interruptores de la red.

Adicionalmente, un módulo de parque eléctrico conectado a la red de distribución deberá soportar sin daño, permitiéndose su desconexión, la reconexión fuera de sincronismo en previsión de un reenganche sin actuación de la protección anti-isla.

3.3.3 Capacidad para soportar sobretensiones transitorias. Los módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a la red de transporte serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo con la figura 19.

A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.



(*) V_{max}: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar en virtud de lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631 de 14 de abril de 2016 o en caso de no aplicabilidad de éste, la mayor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento

Figura 19. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte r.

Por su parte, los módulos de parque eléctrico de los tipos B, C o D no conectado a la red de transporte serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales (tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión) de acuerdo con la figura 20. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

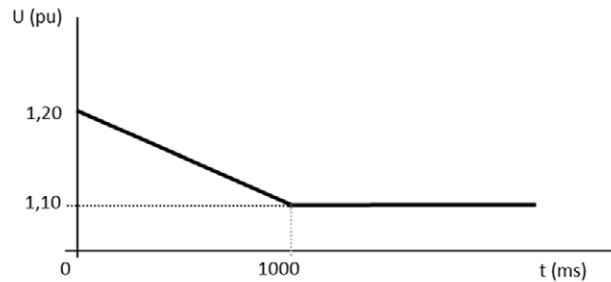


Figura 20. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C o D no conectado a la red de transporte.

Al objeto de facilitar la capacidad para soportar sobretensiones transitorias por los módulos de parque eléctrico, se permite el bloqueo en la electrónica de potencia o técnica similar (pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red) para tensiones superiores a V_{max} en el punto de conexión y, en ausencia de mayor capacidad técnica, también en elementos interiores de la instalación. A este respecto, un módulo de parque eléctrico cumplirá lo siguiente:

- a) el bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la tensión caiga por debajo del valor V_{max} .
- b) en el caso de que exista un transformador intermedio con cambiador de tomas en carga y la capacidad de los elementos interiores de la instalación sea tal que tenga que hacer uso de la posibilidad de bloqueo de la electrónica de potencia por tensión en dichos elementos, la gestión del cambiador será tal que minimice el uso de dicho bloqueo.

La capacidad técnica de soportar sobretensiones transitorias por parte de un módulo de parque eléctrico y de sus unidades de generación constituyentes deberá ser comunicada al gestor de red pertinente en los trámites de acceso y conexión a la red.

4. Requisitos de restablecimiento

4.1 Capacidad técnica de reconexión tras perturbación. Un módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D podrá ser capaz de volver a conectarse a la red después de una desconexión accidental provocada por una perturbación en la red, con las siguientes condiciones:

- a) Frecuencia dentro del rango 47,5-51,5 Hz durante un tiempo ajustable.
- b) Tensión dentro del rango establecido por el gestor de red pertinente:
 - i) Para la red de tensión superior o igual a 220 kV: el rango delimitado entre la menor y mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidas en el apartado 2.1.
 - ii) Para la red de tensión inferior a 220 kV: los límites de tensión son 0,9 y 1,1 pu.
- c) Las instalaciones deberán equiparse con un dispositivo que no permita el acoplamiento tras la actuación del relé de sobrefrecuencia, salvo que la frecuencia se encuentre dentro de un rango parametrizable dentro de los valores del rango anterior durante un tiempo ajustable.

La autorización de uso de esta capacidad por parte del módulo de generación de electricidad está regulada en el P.O.1.6, indicando los rangos prácticos de frecuencias, tensiones y tiempos de observación para la permisibilidad de la reconexión, los cuales podrán ser más reducidos que los aquí expuestos a título de capacidad técnica.

4.2 Arranque autónomo. El módulo de generación de electricidad de tipo C o D y con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de ponerse en marcha hasta una

potencia estable, desde su desconexión total sin suministro de energía eléctrica externo, en un tiempo inferior a 15 minutos.

4.3 Capacidad de resincronización rápida. El tiempo de funcionamiento mínimo del módulo de generación de electricidad de tipo C o D, tras cambiar a operación sobre consumos propios, será de 4 horas, si el recurso primario lo permite.

No obstante, en casos concretos justificados, el gestor de red pertinente en coordinación con el operador del sistema podrá requerir un tiempo mínimo superior.

5. Requisitos de gestión del sistema

5.1 Intercambio de información. Para los módulos de generación de electricidad de tipo A, B, C o D será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema y, en todo caso, en la normativa que al respecto sea aprobada para el intercambio de información con los gestores de la red.

5.2 Modelos de simulación. Para los módulos de generación de electricidad de tipo C o D, la información a aportar relativa a los modelos de simulación, en cumplimiento de lo requerido por el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, queda cumplimentada por el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema y, en todo caso, en la normativa que al respecto sea aprobada para el intercambio de información con los gestores de red.

5.3 Calidad de producto. Los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte, deberán cumplir con los parámetros de calidad de producto establecidos para instalaciones que se conectan a la red de transporte en el procedimiento de operación 12.2.

El módulo de parque eléctrico de tipo A debe garantizar que la corriente continua inyectada no supere el 0,5% de la corriente nominal.

5.4 Esquemas de protecciones y sus ajustes. A este respecto, los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte cumplirán lo establecido para las instalaciones conectadas a la red de transporte en el procedimiento de operación 12.2.

En cuanto a los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D no conectado a la red de transporte se distinguen dos casos:

a) Módulos de generación de electricidad a los que les sea de aplicación el documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español», aprobado por la extinta Comisión Nacional de Energía (actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia).

En este caso, el sistema de protección de la instalación de enlace y el módulo de generación de electricidad cumplirán, al menos, con dicho documento. Asimismo, los módulos de generación de electricidad soportarán sin dañarse las faltas con sus correspondientes tiempos de despeje, según aparecen definidas en el mencionado documento.

b) Módulos de generación de electricidad a los que no les sea de aplicación el citado documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español».

En este caso, los sistemas de protección de los módulos de generación de electricidad conectados a tensión superior a 1 kV cumplirán con lo indicado en la ITC-RAT 09 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión o reglamentación específica en materia de seguridad y protección que le resulte de aplicación.

Los módulos de generación de electricidad conectados a tensión igual o inferior a 1 kV cumplirán lo indicado en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y en la ITC-BT 40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Los ajustes de protección se definirán en la normativa técnica de cada gestor de la red de distribución atendiendo a las características de la red en el punto de conexión.

5.5 Criterios de detección de pérdida de estabilidad angular o de pérdida de control. Los propietarios de módulos de generación de electricidad de tipo C o D comunicarán al gestor de la red pertinente y al operador del sistema los criterios de pérdida de estabilidad. El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, analizará y validará dichos criterios y los ajustes propuestos, si fuera de aplicación.

5.6 Instrumentación. En el caso de módulos de generación de electricidad de tipo C y D la activación de cualquier relé de protección deberá quedar registrada junto a la oscilografía. El propietario del módulo de generación de electricidad tendrá la obligación de facilitar al gestor de red pertinente el registro de faltas y la oscilografía, a petición del mismo.

5.7 Modo de conexión a tierra del neutro de los transformadores elevadores. En relación con la conexión a tierra del neutro de los transformadores elevadores, los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte cumplirán con lo especificado en el procedimiento de operación 12.2.

En cuanto a los módulos de generación de electricidad tipo C y D no conectado a la red de transporte, el esquema de conexión no afectará al funcionamiento y operación de la red. Por su parte, el tratamiento del neutro nunca aportará corriente de neutro ante faltas a tierra en la red a la que se encuentra conectado, salvo indicación en contra del gestor de red de distribución. Para ello, el devanado de alta de los transformadores de acoplamiento a la red de los módulos de generación de electricidad será preferentemente en triángulo o estrella sin conexión del neutro a tierra, pero con aislamiento pleno y accesible.

5.8 Ajustes de dispositivos de sincronización. En relación con los ajustes de los dispositivos de sincronización, los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte cumplirán con lo especificado al respecto en el procedimiento de operación 12.2.

5.9 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia. Los módulos de generación de electricidad de tipo C o D tendrán la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada de la producción. En cualquier caso, siempre serán dentro del rango donde disponen de capacidad técnica de subida y bajada de la potencia de acuerdo a lo establecido en el apartado 1.6 de este anexo y considerando su tecnología y la disponibilidad del recurso primario en cada momento.

Dichas limitaciones a las rampas serán establecidas por el gestor de red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, en tiempo real obedeciendo a un porcentaje máximo de variación de la generación respecto a la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en un rango de 15 minutos.

Estas limitaciones a las rampas de subida y bajada no aplican a las modificaciones de potencia derivadas de la actuación de los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U correspondientes a las variaciones de la frecuencia.

ANEXO II

Requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones de demanda y distribución

1. Requisitos de frecuencia

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar, sin daño, dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados a continuación:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz-49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 minutos

No obstante lo anterior, en el caso de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte e instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, los rangos de frecuencia indicados en la tabla anterior se modifican en función de la tensión, de acuerdo con la figura 1 y la figura 2 las cuales indican, dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión, el tiempo mínimo que la instalación deberá permanecer conectada a la red.

U (pu para base igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV)

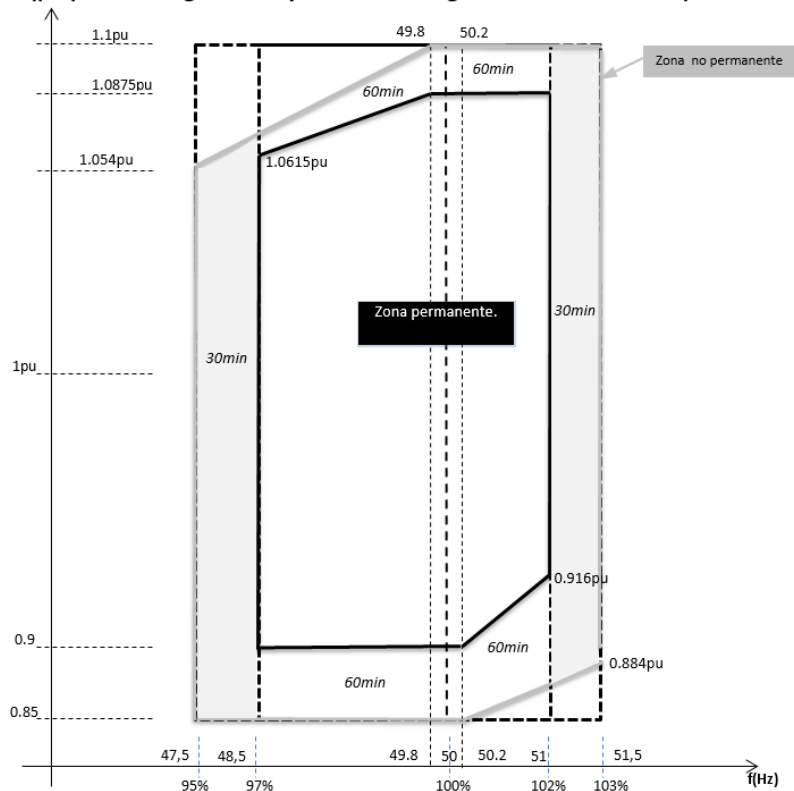


Figura 1. Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV.

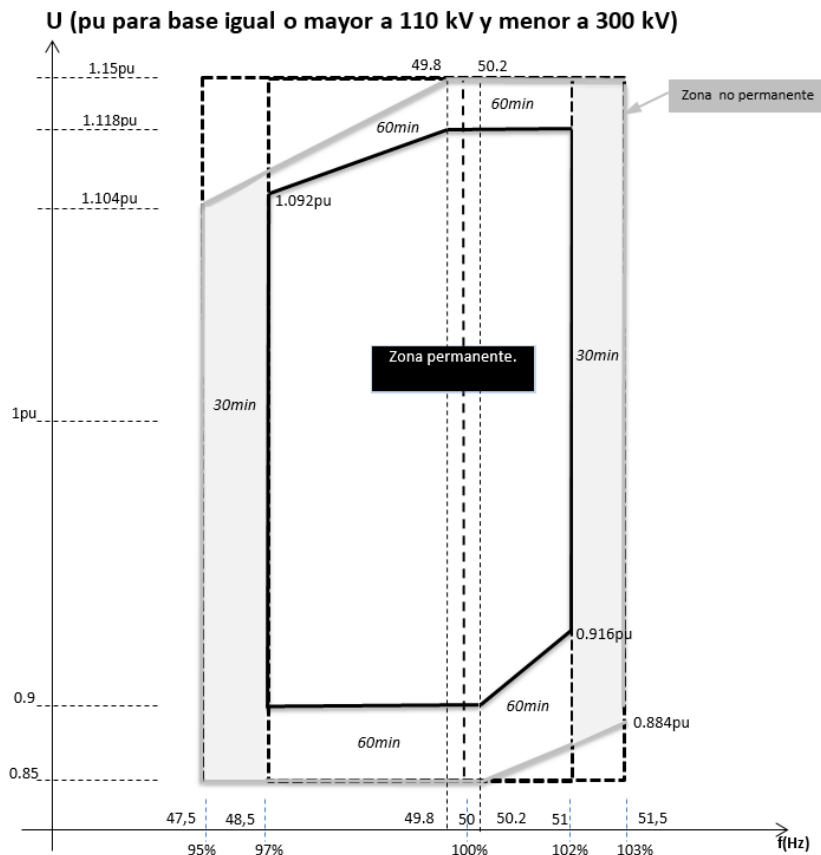


Figura 2. Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 110 kV y menor a 300 kV.

Si resulta técnicamente viable establecer rangos de frecuencia más amplios o períodos de funcionamiento mínimos más prolongados, el propietario de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el gestor de la red de distribución, podrá acordar con el operador del sistema rangos de frecuencia más amplios o períodos de funcionamiento mínimos más prolongados.

2. Requisitos de tensión

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión en el punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto a la base de tensión y durante los periodos de tiempo mínimo especificados a continuación:

a) Cuando la tensión de base para los valores pu se sitúa en un valor igual o superior a 110 kV y hasta un valor inferior a 300 kV:

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,90 p.u.-1,118 p.u	Ilimitado
1,118 p.u.-1,15 p.u	60 minutos

- b) Cuando la tensión de base para los valores pu se sitúa entre 300 kV y 400 kV:

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,90 p.u.-1,0875 p.u	Ilimitado
1,0875 p.u.-1,10 p.u	60 minutos

En los casos de sobretensión y subfrecuencia simultáneas o subtensión y sobrefrecuencia simultáneas, las instalaciones de distribución conectadas directamente a la red de transporte o las instalaciones de consumo conectadas directamente a la red de transporte se podrán acoger a lo establecido en el apartado 1.1, con respecto a las variaciones combinadas de frecuencia y tensión.

Adicionalmente, para aquellas instalaciones conectadas a la red de transporte a un nivel de tensión inferior a 110 kV resulta de aplicación los mismos rangos de tensión que sean de aplicación en las redes de distribución para cada nivel de tensión, según la normativa que corresponda.

3. *Requisitos de potencia de cortocircuito*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 12.2.

4. *Requisitos de potencia reactiva*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán ser capaces de funcionar en régimen permanente en su punto de conexión dentro de un rango de potencia reactiva de factor de potencia 0,9 capacitivo a 0,9 inductivo.

5. *Requisitos de protección*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 12.2, así como en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

6. *Requisitos de control*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en los procedimientos de operación 12.2, así como en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en los procedimientos de operación 11.2 y 11.3.

El acuerdo entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el propietario de la instalación de distribución conectada a la red de transporte deberá contener al menos los siguientes elementos:

- funcionamiento aislado (red).
- amortiguación de oscilaciones, que cuenten con los dispositivos adecuados.
- perturbaciones de la red de transporte.
- cambio automático al suministro de emergencia y restablecimiento a la topología normal.
- reconexión automática del interruptor (en faltas monofásicas).

7. *Requisitos de desconexión y reconexión de demanda*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con los requisitos relacionados con las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima frecuencia establecidos en el Reglamento (UE) n.º 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

Por otra parte, todos los transformadores de distribución que se conecten directamente a la red de transporte, así como los transformadores de consumidores directamente conectados a la red de transporte, deberán ser capaces de bloquear los reguladores de tomas automáticos de manera remota a petición del operador del sistema.

En relación con la desconexión o reconexión de una instalación de consumo conectada a la red de transporte o una red de distribución conectada a la red de transporte, todas las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos establecidos en el procedimiento de operación 1.6 y en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

8. *Calidad de suministro*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 12.2.

En relación con las instalaciones de distribución nuevas conectadas a la red de transporte para el suministro a nuevas instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución, cuyas perturbaciones puedan afectar a la red de transporte, y a partir de la primera unidad de transformación a conectar en una misma subestación de la red de transporte en su relación de transformación, se analizará caso por caso el alcance de la aplicación a dichas unidades de los límites de emisión de las características de la onda de tensión indicados en el procedimiento de operación 12.2. para las instalaciones de generación y de consumo conectadas a la red de transporte.

Adicionalmente, aquellas instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución que tengan afección significativa en la red de transporte a efectos de calidad de onda, deberán cumplir con los límites de emisión de las características de la onda de tensión indicados en el procedimiento de operación 12.2. para las instalaciones de generación y de consumo conectadas a la red de transporte en los términos recogidos en dicho procedimiento de operación.

A estos efectos, se considera que las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución tienen afección significativa a efectos de calidad de onda, si están conectadas a un nivel de tensión con transformación directa a la red de transporte y cuya potencia asociada a los derechos de extensión sea igual o superior a 20 MW.

9. *Requisitos de intercambio de información*

Para las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución, les será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema y, en todo caso, en la normativa que al respecto sea aprobada.

10. *Modelos de simulación*

Para las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución, les será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema y, en todo caso, en la normativa que al respecto sea aprobada.

Al respecto de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte deberán instalar un registrador de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

En el caso de instalaciones de red de distribución conectadas a la red de transporte, el operador del sistema podrá requerir la instalación de un registrador de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms, a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

11. *Requisitos específicos de respuesta de demanda*

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte que presten servicios de respuesta de demanda deberán cumplir con los requisitos establecidos en el anexo II y, en su caso, en el procedimiento de operación 12.2, así como con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y que se desarrollen en la normativa correspondiente.

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución a un nivel de tensión igual o superior a 110 kV que presten servicios de respuesta de demanda al operador del sistema, conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, deberán cumplir con los rangos de frecuencia y de tensión establecidos en los apartados 1 y 2 del anexo II para las instalaciones conectadas a la red de transporte; así como con los requisitos de intercambio de información establecidos en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema. Estas instalaciones cumplirán con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y que se desarrollarán en la normativa correspondiente.

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución a un nivel de tensión inferior a 110 kV que presten servicios de respuesta de demanda al operador del sistema, conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, serán capaces de funcionar por un tiempo ilimitado para el rango de tensión entre 0,9 pu y 1,1 pu, así como con los requisitos de intercambio de información establecidos en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema. Estas instalaciones cumplirán con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y que se desarrollen en la normativa correspondiente.

ANEXO III

Requisitos para la conexión de sistemas de alta tensión en corriente continua (sistemas HVDC)

1. *Rangos de frecuencia*

Un sistema HVDC debe ser capaz de permanecer conectado a la red, manteniendo sus capacidades nominales, dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la siguiente tabla:

Tabla 1. Periodos de tiempo mínimos durante los que un sistema HVDC debe ser capaz de permanecer conectado a la red manteniendo sus capacidades nominales

Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
47,0 Hz-47,5 Hz	60 segundos
>47,5 Hz-51,5 Hz	Ilimitado
>51,5 Hz-52,0 Hz	15 minutos

2. Capacidad de soportar derivadas de frecuencia

Un sistema HVDC será capaz de soportar los valores de derivadas de la frecuencia a los que se refiere el artículo 12 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, los cuales no deberán ser entendidos como ajustes de sistemas de protección por derivada de frecuencia.

3. Controlabilidad de la potencia activa, intervalo de control, y tasa de incremento

3.1 Capacidad de control de la potencia activa. Un sistema HVDC deberá ser capaz de gestionar su potencia activa desde su capacidad mínima hasta su capacidad máxima de transporte ante una consigna del operador del sistema, la cual deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

a) La potencia activa de un sistema HVDC deberá poder modificarse en escalones de potencia activa de al menos 1 MW, sin perjuicio de que, en casos específicos, dicho escalón mínimo pueda ser reducido por el operador del sistema.

b) El valor de la potencia activa mínima de transporte de un sistema HVDC en cada dirección, se definirá tras un análisis individualizado de cada proyecto.

c) El sistema HVDC deberá ser capaz de recibir consignas de potencia activa transportada y deberá ser capaz de reajustar su potencia activa transportada tras la recepción de una nueva consigna de potencia, que podría recibirse cada 1,5 segundos. El tiempo máximo desde que se recibe la nueva consigna hasta que el sistema HVDC comienza a modificar su potencia activa transportada no será superior a 200 ms. A petición del titular de la instalación, el operador del sistema podrá acordar tiempos superiores tras un análisis individual de cada proyecto.

El modo por defecto de control de la potencia activa de un sistema HVDC será el de consigna fija, entendiéndose este como el modo de control en el que la potencia activa a través del sistema HVDC será igual a la consigna establecida a petición del operador del sistema, sin perjuicio de que, adicionalmente, otras funciones de control automático implementadas en el sistema HVDC puedan modificar dicho valor. No obstante, el operador del sistema, tras un análisis individualizado de cada proyecto, podrá requerir otros modos de control adicionales de la potencia activa de un sistema HVDC, para lo cual, el operador del sistema deberá especificar el principio de funcionamiento de dicho modo de control y los parámetros asociados, así como el criterio de activación.

Salvo indicación en contra por parte del operador del sistema, los sistemas HVDC deberán ser capaces de realizar una inversión rápida de la potencia activa, entendiéndose esta como la capacidad de modificar la potencia de un sistema HVDC desde la capacidad máxima de transporte de potencia activa en una dirección, hasta la capacidad máxima de transporte de potencia activa en la otra dirección, tan rápido como sea técnicamente posible y siempre en un tiempo inferior a 1 segundo. En el caso de que el número de inversiones esté técnicamente limitado, será el máximo posible, si bien en cualquier caso dicho número máximo de inversiones deberá ser aceptado por el operador del sistema.

3.2 Rampas de potencia activa. Tras una orden de cambio de potencia activa por parte del operador del sistema, el sistema HVDC debe ser capaz de modificar su potencia activa lo más rápidamente como sea posible y el propietario deberá comunicar al operador del sistema los valores máximo y mínimo de la rampa de potencia activa que el sistema HVDC es capaz de soportar.

No obstante, el operador del sistema deberá poder ajustar el valor de la rampa, al menos, desde 1 MW/min hasta 5 veces su potencia máxima por minuto, parametrizables en escalones de 1 MW/min.

Cuando el sistema HVDC se encuentre modificando su potencia activa con un valor determinado de la rampa, dicha rampa podrá bloquearse en cualquier momento, de forma manual, automática o a través de una señal remota, de tal forma que el valor de potencia activa transportada por el sistema HVDC deje de variar y permanezca constante en el

valor de potencia activa que tenía antes de ejecutar dicho bloqueo de la rampa. Igualmente, de forma manual, automática, o a través de una señal remota, dicha rampa deberá poder continuar tras dicho bloqueo.

3.3 Automatización del sistema. Con objeto de aumentar la controlabilidad automática de la potencia activa transportada por el sistema HVDC, serán necesarias las siguientes funciones de control.

3.3.1 Rango de operación de potencia activa. El sistema HVDC deberá estar dotado de una funcionalidad que permita limitar la potencia activa dentro de un rango de operación establecido por el operador del sistema, es decir, entre un límite máximo y un límite mínimo de potencia activa, de tal forma que el valor de la potencia activa transportada a través del sistema HVDC no pueda salirse de dicho rango. Los valores umbral máximo y mínimo de potencia activa que conforman el rango de operación limitado deberán poder ser enviados por el operador del sistema de forma remota al sistema de control del sistema HVDC y nunca podrán ser superados.

3.3.2 Acciones correctivas de modulación de la potencia activa. De conformidad con lo establecido en el artículo 13.3 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, el sistema HVDC estará equipado con una función de control que, en caso de llegada de una señal externa, se lleven a cabo acciones correctivas, mediante las cuales la potencia activa del sistema HVDC se vea automáticamente modificada. En caso de activación de la acción correctiva, el sistema HVDC deberá ser capaz de:

a) Modificar los límites mínimo y máximo del rango de operación de la potencia activa del sistema HVDC, tal como se han definido en el apartado 3.3.1, y/o

b) Modificar la consigna de potencia activa transportada por el sistema HVDC hasta un nuevo valor que será o bien un nuevo valor preestablecido, o bien un nuevo valor resultado de sumarle al valor inicial un incremento de potencia preestablecido y siempre inferior a la capacidad máxima del sistema HVDC. Para la modificación de la potencia activa transportada por el sistema HVDC se deberá tener en cuenta un nuevo valor de la rampa de variación de potencia activa preestablecida dentro del rango completo de rampas declarado por el propietario del sistema HVDC.

Dado que esta funcionalidad es necesaria para que el sistema HVDC pueda adoptar acciones correctivas automáticamente en función de las condiciones del sistema eléctrico y que, por tanto, está condicionada por la topología de la red, tras un análisis individual de cada proyecto, el operador del sistema deberá especificar el número de acciones correctivas necesarias, las características de las señales externas de activación, así como la lógica de activación de la acción correctiva. Los ajustes de los parámetros preestablecidos asociados a cada acción correctiva deberán ser establecidos por el operador del sistema y podrán ser modificados de forma remota.

Estas acciones correctivas de modulación de la potencia activa deberán ejecutarse lo más rápidamente posible y sin considerar los requisitos a las rampas de potencia establecidas en el apartado 3.2.

4. *Requisitos de potencia activa en función de las variaciones de frecuencia*

De conformidad con lo establecido en el artículo 15 y en el anexo II del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, los requisitos de potencia activa en función de las variaciones de frecuencia comprenden tres modos de control: el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF), el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia (MRPFL-O) y el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Subfrecuencia (MRPFL-U). La acción de estos ha de ser entendida de forma acumulativa a la consigna de potencia activa transportada por el sistema HVDC o a cualquier otro modo de control de la potencia activa previsto para el sistema HVDC.

Tras un análisis individualizado de cada proyecto, el operador del sistema especificará la necesidad de estos modos de regulación y los parámetros asociados a los mismos dentro de los rangos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Así mismo, tras el análisis individualizado de cada proyecto, el operador del sistema especificará los detalles adicionales asociados a dichos modos de control, tales como funciones adicionales de control, medida, monitorización o bloqueo, atendiendo para ello a factores como topología de la red cercana a la que el sistema HVDC va a conectarse, características de los sistemas que el sistema HVDC interconectará o tipo de acoplamiento de frecuencia que quiera realizarse entre los extremos del sistema HVDC, entre otros.

Adicionalmente, el operador del sistema podrá requerir que los sistemas HVDC incluyan un modo de control de la frecuencia que consista en un control continuo, que deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa en respuesta a variaciones de frecuencia, si esta fuera diferente en los extremos del sistema HVDC. El principio de funcionamiento de este control y los parámetros asociados deberán ser establecidos por el operador del sistema.

5. *Máxima potencia activa perdida*

El operador del sistema podrá determinar el valor máximo de pérdida de inyección de potencia activa de un sistema HVDC, tras un análisis individual de cada proyecto.

6. *Rangos de tensión*

Los sistemas HVDC deberán ser capaces de permanecer conectados a la red, manteniendo sus capacidades nominales, siempre que la tensión en el punto de conexión se encuentre dentro de los rangos de tensión y periodos de tiempo especificados en la tabla 2 y en la tabla 3, en función de su tensión nominal.

Tabla 2 Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el sistema HVDC debe ser capaz de funcionar sin desconectarse de la red para tensiones nominales del punto de conexión a la red iguales o mayores que 110 kV y menor que 300 kV

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-1,118 pu	Ilimitado
$\geq 1,118$ pu-1,15 pu	60 minutos

Tabla 3. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el sistema HVDC debe ser capaz de funcionar sin desconectarse de la red para tensiones nominales del punto de conexión a la red entre 300 kV y 400 kV (ambos valores incluidos)

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-1,0875 pu	Ilimitado
$\geq 1,0875$ pu-1,10 pu	60 minutos

En el caso de sistemas HVDC conectados a una red de tensión nominal inferior a 110 kV se considerarán los periodos de tiempo mínimos y rangos de tensión que establezca el gestor de la red pertinente.

7. *Control de inyección rápida de corriente*

Los sistemas HVDC deberán estar dotados de una función de control que active la inyección o absorción rápida de corriente gestionándola mediante un control continuo durante el régimen perturbado. Dicha función de control deberá cumplir con los requisitos que se exponen a continuación, sin perjuicio de que el operador del sistema, en coordinación con el propietario del sistema HVDC, pueda proponer otro principio de funcionamiento de este control.

El control de inyección o absorción rápida de corriente comenzará su actividad en el momento en que la tensión eficaz del punto de conexión del sistema HVDC, U , salga del rango $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$, ya sea por subtensión o sobretensión. Tras un análisis individual de cada proyecto, el operador del sistema, en coordinación con el propietario del sistema HVDC, establecerá los valores de U_{min1} y U_{max1} , que deberán ser parametrizables. No obstante, a modo indicativo para la correcta comprensión del requisito, U_{min1} estaría normalmente dentro del rango de tensiones entre 0,90 pu y 0,85 pu, y U_{max1} estaría normalmente comprendido entre 1,05 pu y 1,1 pu.

Una vez activado, este control permanecerá activo hasta que la tensión eficaz en el punto de conexión, U , vuelva a encontrarse dentro del rango $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$. Tras la desactivación de este control, el sistema HVDC retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación, sin perjuicio de que, posteriormente, si se volviera a dar la condición de activación, el control deberá volver a activarse.

En caso de perturbaciones equilibradas, la inyección o absorción rápida de corriente será tal que el sistema HVDC deberá inyectar o absorber, en función de la tensión eficaz en el punto de conexión, U , mediante un control continuo, una corriente reactiva, ΔI_r , igual que la indicada en la figura 1, de forma incremental a la corriente reactiva previa a la perturbación.

En caso de perturbaciones desequilibradas, se empleará un control similar. No obstante, esta corriente se inyectará o absorberá intensidades de secuencia directa e inversa (según le corresponda al tipo de desequilibrio) en el punto de conexión a la red.

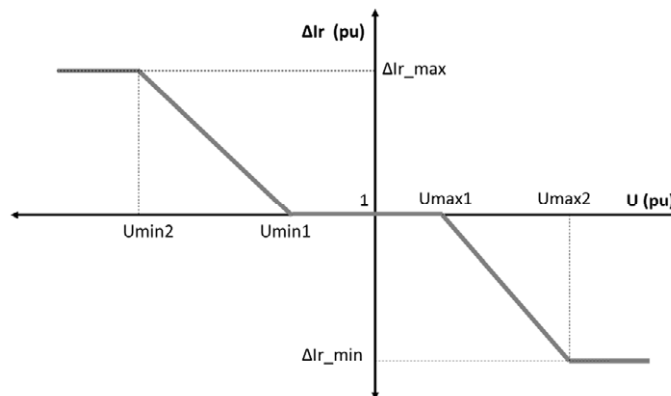


Figura 1. Inyección/absorción de corriente reactiva adicional requerida en función del valor de la tensión en el punto de conexión del sistema HVDC. ΔI_r , representa el incremento de la corriente reactiva inyectada por el sistema HVDC con respecto a la corriente reactiva previa a la perturbación. U , representa el valor de la tensión eficaz en el punto de conexión.

Tras un análisis individual de cada proyecto, el operador del sistema, en coordinación con el propietario del sistema HVDC, establecerá los valores de U_{min2} y U_{max2} , que deberán ser parametrizables. No obstante, a modo indicativo para la correcta comprensión del requisito, U_{min2} estaría normalmente dentro del rango de tensiones entre 0,85 pu y 0,6 pu, y U_{max2} estaría normalmente comprendido entre 1,1 pu y 1,4 pu.

La inyección o absorción rápida de corriente reactiva provista por esta función de control, ΔI_r , debe ser adicional a la provista por el control de tensión de régimen permanente, tal y como se describe en el apartado 10 de este anexo relativo a los modos de control de la potencia reactiva. La corriente total inyectada o absorbida por el sistema HVDC será, como mínimo, de 1 pu, si bien, podrá ser mayor en caso de que el sistema HVDC tenga mayor capacidad que la corriente nominal. Adicionalmente a la componente de corriente reactiva total resultante de la acción acumulada de esta función de control y del control de la potencia reactiva en régimen permanente según el apartado 10, el sistema HVDC deberá inyectar componente de corriente activa hasta alcanzar la corriente nominal del módulo de parque eléctrico, o su capacidad máxima.

En caso de perturbaciones desequilibradas, se empleará un control similar al descrito para perturbaciones equilibradas, si bien, se inyectará o absorberá intensidad de secuencia directa e inversa, según corresponda al tipo de desequilibrio en el punto de conexión a la

red. Los detalles de esta funcionalidad serán acordados entre el operador del sistema y el propietario del sistema HVDC tras un análisis individual de cada proyecto.

En cuanto a la velocidad de respuesta de la inyección o absorción rápida de corriente, el sistema HVDC deberá ser capaz de inyectar o absorber la componente reactiva, en los tiempos máximos siguientes en el caso de un escalón en la tensión del punto de conexión U:

– El tiempo máximo de respuesta, incluyendo el retardo de la medida, desde que ocurre una variación de tensión hasta que comienza la variación de la corriente reactiva, será de 20 ms.

– El tiempo máximo de respuesta, desde que comienza la variación de corriente reactiva hasta que alcanza el 90 % de la respuesta correspondiente al escalón en el error de la tensión ΔU , será de 30 ms.

– El tiempo máximo de respuesta, desde que comienza la variación de corriente reactiva hasta que la respuesta permanece en la banda $\pm 5\%$ en torno a la respuesta esperada, será de 60 ms.

No obstante lo anterior, a petición del operador del sistema, se podrán solicitar tiempos de respuesta diferentes.

Para la componente activa de la corriente, la velocidad de respuesta deberá ser la más rápida técnicamente factible, siendo deseable la misma velocidad de respuesta que la exigida para la componente reactiva, independientemente de que, a este respecto, aplicará también lo dispuesto en el apartado 15 de este anexo.

En caso de que aplicara alguna limitación del rango de operación de potencia reactiva, tal y como se define en el apartado 10 de este anexo, para la activación de la función de control de la inyección o absorción rápida de corriente de falta, el sistema HVDC debería ignorar dicha limitación, si bien, deberá volver a aplicarla tras la desactivación del control de inyección o absorción rápida.

8. Capacidad de potencia reactiva

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva de un sistema HVDC, la figura 2 representa el diagrama U-Q/Pmax, que establece los límites mínimos dentro de los cuales el sistema HVDC debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima (Pmax). Tal y como muestra dicha figura, dentro del rango de tensión $0,95 \leq U \leq 1,05$ pu, los sistemas HVDC deberán disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un rango mínimo obligatorio y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en el punto de conexión, dentro de la banda de tensiones admisibles.

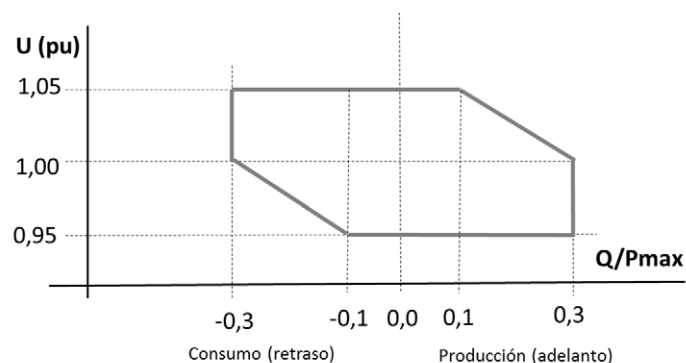


Figura 2. Diagrama U-Q/Pmax de un sistema HVDC.

Para la provisión de la potencia reactiva de acuerdo con la figura 2, se requiere que la velocidad de respuesta sea elevada, es decir, de acuerdo a lo requerido en el apartado 10 de este anexo sobre los modos de control de la potencia reactiva del sistema HVDC.

Fuera del rango de tensiones $0,95 \leq U \leq 1,05$ pu durante el funcionamiento en régimen permanente, el sistema HVDC inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta del control de tensión con las limitaciones que, por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones, imponga la producción de potencia activa. Es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P_0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

Adicionalmente, los sistemas HVDC deberán aportar potencia reactiva en los rangos de tensión extendidos que se muestran en el diagrama U-Q/Pmax de la figura 3, la cual establece la capacidad de reactiva que, dentro de dichos rangos, el sistema HVDC debe ser capaz de suministrar a su capacidad máxima (Pmax). La aportación de potencia reactiva se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

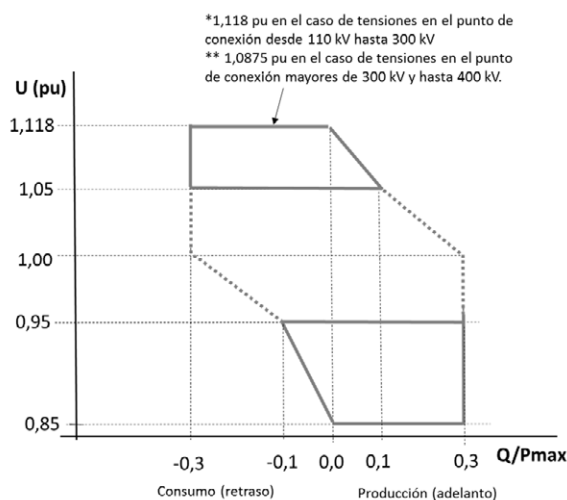


Figura 3. Capacidad de potencia reactiva U-Q/Pmax de un sistema HVDC en los rangos extremos de tensión

En caso de que el sistema HVDC disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, la figura 2 podrá referirse a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma correspondiente tal que se tenga 1 pu en el punto de conexión a la red. En consecuencia, se aceptarán los movimientos de dicho diagrama U-Q/Pmax derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el sistema HVDC deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq U \leq 1,05$ pu para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión al cabo de 1 minuto.

Sin perjuicio de la capacidad de reactiva del sistema HVDC definida por la figura 2 y por la figura 3, el operador del sistema podrá requerir, por razones de estabilidad, que se implemente una función de limitación de la potencia reactiva dependiendo de la tensión.

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva cuando el sistema HVDC opere a potencias activas inferiores a la capacidad máxima de transporte de potencia activa, el sistema HVDC será igualmente capaz de proveer, al menos, la potencia reactiva indicada en la figura 2 y en la figura 3. El propietario del sistema HVDC deberá informar al operador del sistema de la capacidad disponible de potencia reactiva, adicional a la indicada en la figura 2 y la figura 3, que es capaz de proporcionar. El operador del sistema podrá requerir potencia reactiva adicional siempre que esto no implique un mayor dimensionamiento del equipo principal.

9. Potencia reactiva intercambiada por la red

Las variaciones bruscas de la tensión en el punto de conexión de un sistema HVDC ocasionadas por la conexión y desconexión de equipos que forman parte del sistema HVDC, no podrán ser superiores al 4 % de la tensión en régimen permanente del punto de conexión previa a la variación de potencia reactiva.

10. Modos de control de la potencia reactiva

Los sistemas HVDC deberán ser capaces de operar en los siguientes modos de control de potencia reactiva:

- a) Modo de control a consigna de potencia reactiva.
- b) Modo de control a consigna de tensión.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de que, tras un análisis individualizado de cada proyecto, el operador del sistema pueda requerir modos de control adicionales.

A través de los modos de control de la potencia reactiva anteriores, los sistemas HVDC podrán trabajar en cualquiera de los puntos dentro del área definida por la figura 2 y la figura 3. El operador del sistema especificará en qué modo de control deberá operar el sistema HVDC y podrá remitir órdenes de cambio de modo de control telemáticamente. El cambio del modo de control se hará de tal forma que el sistema HVDC permanezca estable y sin modificación en la potencia reactiva intercambiada por la red.

El modo de control de la potencia reactiva, en cualquiera de las modalidades antes señaladas, deberá ser independiente en cada estación convertidora del sistema HVDC.

De manera adicional, e independientemente de en cuál de los dos modos de control de potencia reactiva se encuentre funcionando, el sistema HVDC deberá estar dotado de una funcionalidad que permita limitar la potencia reactiva dentro de un rango de operación establecido por el operador del sistema, es decir, entre un límite máximo y un límite mínimo de potencia reactiva, de tal forma que, en condiciones de funcionamiento en régimen permanente, el valor de la potencia reactiva intercambiada entre el sistema HVDC y el sistema eléctrico en el punto de conexión no pueda salirse de dicho rango. Dichos valores umbral máximo y mínimo de potencia reactiva que conforman el rango de operación limitado serán establecidos por el operador del sistema y deberán poder enviarse de forma remota al sistema de control del HVDC.

10.1 Modo de control a consigna de potencia reactiva. El modo de control de potencia reactiva es aquel en el que la consigna de potencia reactiva en cada estación convertidora del sistema HVDC permanece constante. En relación con este modo de control se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La consigna de potencia reactiva podrá ser seleccionable dentro del rango completo de potencia reactiva del sistema HVDC, es decir desde la capacidad máxima en absorción (inductivo) hasta la capacidad máxima de inyección (capacitivo).
- La consigna de potencia reactiva podrá ser seleccionable en escalones de 1 MVar.
- La rampa de variación de la potencia reactiva tras un cambio de consigna de la potencia reactiva podrá ser seleccionable en escalones de 1 Mvar/min, y en el rango de 1 Mvar/min hasta la capacidad reactiva máxima/min, sin perjuicio de que el operador del sistema, tras un análisis individual del proyecto, pueda definir otros valores y rangos.
- Cuando el sistema HVDC se encuentre modificando su potencia reactiva con un valor determinado de la rampa, dicha rampa podrá bloquearse en cualquier momento, de forma manual, automática o a través de una señal remota, de tal forma que el valor de potencia reactiva deje de variar y permanezca constante en el valor de potencia reactiva que tenía antes de ejecutar el bloqueo de la rampa. Dicha rampa deberá poder continuar tras dicho bloqueo de forma manual, automática o a través de una señal remota.

10.2 Modo de control a consigna de tensión. El modo de control de tensión es aquel en el que el valor de potencia reactiva en cada estación convertidora del sistema HVDC varía para controlar, de forma continua, la tensión del punto de conexión. En relación con este modo de control se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La consigna de tensión podrá ser seleccionable entre los valores máximos y mínimos definidos en la tabla 2 o en la tabla 3, según corresponda, sin perjuicio de que el operador del sistema podrá modificar dicho rango.

- La consigna de tensión podrá ser seleccionable en escalones de 0,1 kV.
- La banda muerta será parametrizable en el rango definido por el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, en escalones de 0,1 kV.
- La rampa de variación de la tensión de consigna será definida por el operador del sistema y podrá ser seleccionable en escalones de 0,1 kV/min, y en el rango de 0 kV/min hasta 50 kV/min, sin perjuicio de que el operador del sistema pueda acordar con el titular de la instalación otros valores y rangos.
- Cuando el sistema HVDC se encuentre modificando su potencia reactiva con un valor determinado de la rampa, motivado por un cambio de la consigna de tensión, dicha rampa podrá bloquearse en cualquier momento de forma manual, automática o a través de una señal remota, de tal forma que el valor de potencia reactiva deje de variar y permanezca constante en el valor de potencia reactiva que tenía antes de ejecutar el bloqueo de la rampa. Dicha rampa deberá poder continuar tras dicho bloqueo de forma manual, automática o a través de una señal remota.
- El control debe llevar asociado un valor de pendiente definida como el cambio de potencia reactiva que resulta de un cambio de tensión igual a 1 kV. Este valor de la pendiente será parametrizable entre 0 y la capacidad reactiva máxima/kV en escalones de un 0,3% de la capacidad reactiva máxima/kV.
- En cuanto a la velocidad de respuesta del control de tensión, se considerará t1 igual a 1 s (tiempo para conseguir, al menos, el 90% de la variación en la salida de potencia reactiva) y t2 igual a 5 s (tiempo para estabilizarse en el valor especificado por la pendiente de trabajo). No obstante, a petición del titular de la instalación, el operador del sistema podrá acordar tiempos superiores tras un análisis individual de cada proyecto.

11. *Prioridad a la aportación de potencia activa o reactiva*

Los sistemas HVDC deberán tener en cuenta, para todos los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) y la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente), la siguiente regla de prioridad, sin perjuicio de que el operador del sistema pueda definir reglas adicionales o diferentes:

- Dentro del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$ tendrán prioridad los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente). No obstante, los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente) se deberán respetar mientras que el sistema HVDC no alcance sus límites de operación.
- Fuera del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$ tendrán prioridad los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente). No obstante, los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) se deberán respetar mientras que el sistema HVDC no alcance sus límites de operación.

U_{min1} y U_{max1} son los valores a los que se activaría el control de inyección rápida de corriente de falta, de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 7.

De forma adicional, el operador del sistema podrá requerir una limitación de la potencia reactiva del sistema HVDC en función de la tensión, de tal forma que se limite la inyección de potencia reactiva en caso de sobretensiones en el punto de conexión, y la absorción de potencia reactiva en caso de subtensiones en el punto de conexión. A tal efecto, el operador del sistema proveerá una curva indicando los límites máximos y mínimos de potencia reactiva en función de la tensión del punto de conexión. Dicha limitación poseerá una jerarquía tal que ninguna función de control implementada en el sistema HVDC deberá sobrepasar dichos límites.

12. *Calidad de onda*

Los sistemas HVDC deberán cumplir con las disposiciones sobre las condiciones de intercambio de la energía establecidas en el Procedimiento de Operación 12.2.

13. Capacidad de soportar huecos de tensión

Los sistemas HVDC deberán ser capaces de soportar sin desconectarse de la red ni bloquearse, faltas equilibradas cuyo perfil de tensión en el punto de conexión en función del tiempo esté comprendido dentro de los límites indicados por la figura 4, la cual representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

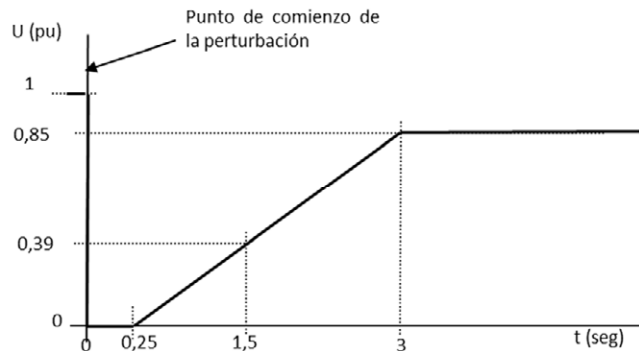


Figura 4. Perfil de la capacidad para soportar faltas equilibradas de un sistema HVDC.

Adicionalmente, los sistemas HVDC deberán ser capaces de soportar sin desconectarse de la red, ni bloquearse, faltas desequilibradas cuyo perfil de tensión en función del tiempo esté comprendido dentro de los límites indicados por el perfil de tensión en función del tiempo indicado en la figura 5, la cual representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta. En el caso de cortocircuitos bifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, la tensión indicada en el perfil de la figura 5 correspondería a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra. A estos efectos se entenderá que la situación desequilibrada puede mantenerse durante el tiempo delimitado por el perfil tensión-tiempo indicado en la figura 5, mientras la tensión se encuentre por debajo de 0,85 pu.

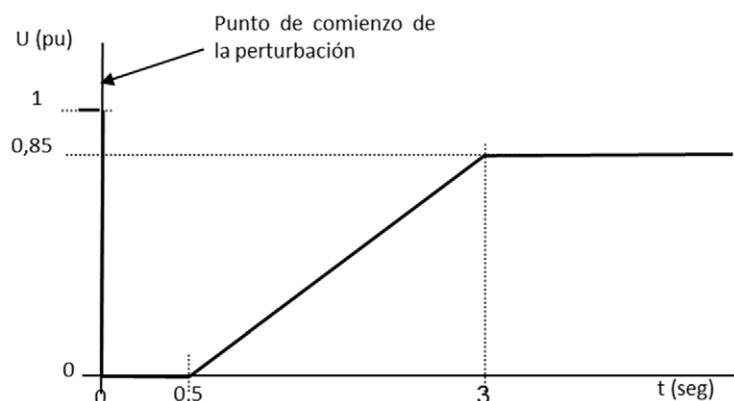


Figura 5. Perfil de la capacidad para soportar faltas desequilibradas de un sistema HVDC.

14. Capacidad para soportar sobretensiones transitorias

En los sistemas HVDC la estación convertidora conectada a la red de transporte deberá ser capaz de permanecer conectada y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones transitorias en el punto de conexión, en una o en todas las fases, de acuerdo con el perfil de tensión en función del tiempo representado por la línea continua de la figura 6. Asimismo, deberá soportar, sin daño ni desconexión, sobretensiones que se

puedan presentar en caso de faltas monofásicas. En el caso de faltas monofásicas, el valor de la sobretensión a soportar dependerá del punto de conexión y de la red. En consecuencia, el operador del sistema deberá informar de dicho valor de capacidad durante el proceso de acceso. Adicionalmente, en la zona de la figura 6 marcada entre la línea continua y la línea discontinua, el sistema HVDC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red, pero se permitirá el bloqueo del sistema HVDC.

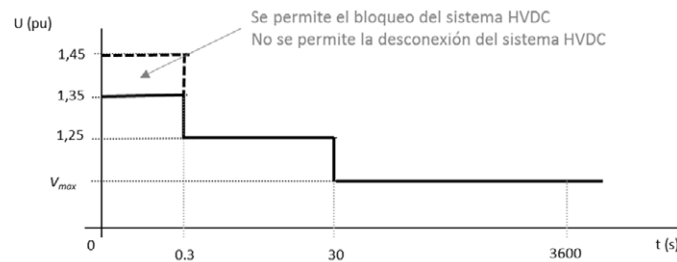


Figura 6. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que el sistema HVDC debe ser capaz de soportar sin desconectar. V_{max} se corresponde con la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 6.

El operador del sistema podrá requerir la característica de sobretensiones fase-fase en el punto de conexión referida al valor de la tensión previo al evento tras un análisis individual de cada proyecto.

En caso de bloqueo del sistema HVDC, este deberá desbloquearse una vez que la tensión en el punto de conexión en todas las fases (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión) haya regresado a valores inferiores a 1,35 pu. Tras la secuencia de desbloqueo, el sistema HVDC deberá contribuir, si procede, a la inyección o absorción de corriente rápida de falta según se especifica en el apartado 7 y alcanzar al menos el 90 % del valor de potencia activa y reactiva que determine el sistema de control. Estos valores deben restablecerse en un tiempo inferior a 150 ms.

Corresponderá al gestor de la red pertinente establecer los requisitos en relación con la capacidad de los sistemas HVDC para soportar sobretensiones transitorias, cuando la estación convertidora de los mismos esté conectada a la red de distribución.

15. Recuperación de la potencia activa posterior a una falta

Tras una falta para la que el sistema HVDC debe permanecer conectado a la red, de conformidad con lo señalado en los apartados 13 y 14 de este anexo, la potencia activa deberá alcanzar como mínimo el 90 % de su valor previo a la falta a la mayor brevedad posible y, en todo caso, en un tiempo inferior a 150 ms, siempre que la tensión del punto de conexión alcance o supere el valor de 0,85 pu. En caso de que el sistema HVDC esté en el máximo de su capacidad y no sea capaz de recuperar el 90 % del valor de potencia activa previo a la falta, deberá alcanzar al menos el 90 % de su corriente nominal.

A efectos de cumplimiento de este requisito, en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. En estos casos, la respuesta deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

16. Recuperación rápida después de faltas en CC

Cuando el operador del sistema así lo requiera, los sistemas HVDC que dispongan de uno o varios tramos aéreos en su línea de transmisión en corriente continua deberán ser capaces de recuperar su potencia activa en caso de faltas transitorias en los tramos aéreos, tan rápidamente como la tecnología lo permita y en cualquier caso en tiempos inferiores a 5 segundos.

17. *Energización y sincronización de estaciones convertidoras HVDC*

Durante la energización o sincronización de una estación convertidora de un sistema HVDC a la red de corriente alterna, o durante la conexión de una estación convertidora a un sistema HVDC, la estación convertidora del sistema HVDC deberá disponer de la capacidad de limitar la variación de tensión en régimen permanente en el punto de conexión a un nivel inferior o igual al 4 % de la tensión antes de su sincronización.

18. *Interacciones entre sistemas de HVDC y otras plantas y equipos*

A través del diseño de sus funciones de control o de equipamiento adicional, los sistemas HVDC deberán ser capaces de evitar o reducir los riesgos de interacción detectados.

En este sentido, salvo indicación en contra del operador del sistema, el propietario del sistema HVDC deberá realizar un estudio de interacciones entre el sistema de HVDC y otras plantas y equipos, que será validado por el operador del sistema. Dicho estudio deberá abarcar, como mínimo, las siguientes cuestiones:

- Análisis de la posible interacción del sistema HVDC con la red de alterna. El operador del sistema definirá, tras un análisis individual del proyecto, las posibles topologías y escenarios de la red.

- Análisis de la posible interacción del sistema HVDC con otros sistemas HVDC. El operador del sistema definirá, tras un análisis individual del proyecto, los «otros sistemas HVDC» que debe tener en consideración el estudio.

- Análisis de la posible interacción del sistema HVDC con otros equipos conectados o que esté previsto que vayan a conectarse a la red, tales como módulos de generación síncronos, módulos de parque eléctrico, equipos de demanda, generación o sistemas de almacenamiento conectados a través de un convertidor, compensadores síncronos, dispositivos FACTS, entre otros. El operador del sistema definirá, tras un análisis individual del proyecto, los equipos concretos que deben tenerse en consideración para la realización del estudio.

- Identificación de acciones mitigadoras necesarias.

En cuanto a la metodología, esta dependerá de las exigencias del estudio, si bien, deberá incluir como mínimo:

- La medida o simulación de la impedancia de red dependiente de la frecuencia.

- La determinación de las no linealidades en las diferentes posibles impedancias del sistema HVDC, teniendo en cuenta las funciones de control.

- Conclusiones de los análisis en el dominio de la frecuencia y/o simulaciones EMT.

El operador del sistema podrá requerir la reducción o ampliación del alcance, o metodologías alternativas para realizar dicho estudio, tras un análisis individual de cada proyecto.

El titular de la instalación remitirá el estudio al operador del sistema previamente a la tramitación de la notificación operacional de energización. Este estudio deberá repetirse si, durante la vida útil de la instalación, se detectase este tipo de interacciones.

Será obligación del titular de la instalación realizar las acciones necesarias para mitigar las interacciones que puedan resultar del mencionado estudio.

Será condición necesaria para la obtención de la notificación operacional de energización y, en su caso, para mantener la vigencia de la notificación operacional definitiva, la aceptación, por parte del operador del sistema, del estudio remitido y la realización de las acciones mitigadoras necesarias.

19. Capacidad de amortiguación de oscilaciones de potencia

Los sistemas HVDC deberán incorporar una función de control que amortigüe las oscilaciones de potencia medidas en el punto de conexión o en cualquier otro punto de la red especificado por el operador del sistema. Dicha función de control:

- Deberá diseñarse para trabajar de forma eficiente en varios modos: gestionando únicamente la potencia activa, gestionando únicamente la potencia reactiva, o gestionando la potencia activa y reactiva simultáneamente.
- Deberá presentar un comportamiento robusto en caso de tener lugar variaciones de frecuencia o de potencia. Adicionalmente, deberá amortiguar posibles oscilaciones electromecánicas y, en particular, las correspondientes al rango de frecuencia 0,1-2 Hz.
- Deberá estar preparado para recibir señales de entrada (por ejemplo, frecuencia) de nudos remotos del sistema.

20. Capacidad de amortiguamiento de interacciones subsíncronas

Los sistemas HVDC deberán incorporar una función de control que amortigüe las interacciones subsíncronas que pudieran aparecer entre el sistema HVDC y otros módulos de generación de electricidad síncronos, módulos de parque eléctrico, convertidores, compensadores síncronos, o cualquier otro dispositivo conectado a la red.

El propietario del sistema HVDC deberá realizar un estudio, que deberá ser validado por el operador del sistema, cuyo alcance mínimo será el que se indica a continuación:

- Determinar el riesgo de interacciones subsíncronas con otros dispositivos conectados a la red cercana.
- En caso de aparición de riesgos:
 - Determinar el principio de funcionamiento y los ajustes de los parámetros del control de amortiguamiento de las interacciones subsíncronas.
 - Demostrar la eficacia de dicho control en el amortiguamiento de interacciones subsíncronas.
 - Identificar las acciones mitigadoras necesarias, si procede.

El operador del sistema podrá requerir la reducción o ampliación del alcance de dicho estudio, tras un análisis individual de cada proyecto.

El titular de la instalación remitirá el estudio al operador del sistema, previamente a la tramitación de la notificación operacional de energización. Este estudio deberá repetirse si, durante la vida útil de la instalación, se detectase este tipo de interacciones.

Será obligación del titular de la instalación realizar las acciones necesarias para mitigar las interacciones que puedan resultar del mencionado estudio.

Será condición necesaria para la obtención de la notificación operacional de energización y, en su caso, para mantener la vigencia de la notificación operacional definitiva, la aceptación, por parte del operador del sistema, del estudio remitido y la realización de las acciones mitigadoras necesarias.

21. Robustez del sistema HVDC

Los sistemas HVDC deberán estar diseñados para presentar un comportamiento robusto ante cambios esperados o inesperados. En este sentido, un sistema HVDC deberá:

- Ser capaz de alcanzar puntos de funcionamiento estables durante y después de toda maniobra planificada o no planificada en el sistema HVDC o en la red de corriente alterna a las que se encuentre conectado. Sin perjuicio de que el operador del sistema podrá especificar otras, dichas variaciones podrían ser:
 - Pérdida del sistema de telecomunicaciones entre el sistema HVDC y el centro de control remoto, o entre las dos estaciones convertidoras del sistema HVDC.

- Modificación de las condiciones en los flujos de carga o de la topología de las líneas de la red de alterna o del propio sistema HVDC.
 - Cambios de modo de control del sistema HVDC.
 - Actuación simultánea de dos o más funciones de control implementadas en el sistema HVDC.
 - Pérdida de funciones externas de optimización y control del sistema HVDC.
- Soportar el cierre de las líneas de la red con una diferencia angular entre polos del interruptor de la línea de 30°, y ocasionalmente hasta 35°.
 - Soportar sin daño, ni desconexión, ni alteración en el modo de funcionamiento variaciones de la tensión de régimen permanente del 4 % en el punto de conexión.
 - Soportar en régimen permanente una componente de tensión inversa del 5 % de la tensión nominal.
 - Soportar, sin daño, los valores indicados en la normativa vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte. Los índices de calidad de las instalaciones de transporte serán los establecidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, o norma que lo sustituya.
 - Conservar los ajustes de los parámetros de las funciones de control que había previamente a dicha desconexión tras la desconexión prolongada de una convertidora o del sistema HVDC completo.

Adicionalmente, ante indisponibilidad o falta en el cable o línea de transporte en corriente continua entre estaciones convertidoras del sistema HVDC, éstas deberán poder funcionar gestionando únicamente su potencia reactiva.

22. *Esquemas y ajustes de protección eléctrica*

El sistema de protección de los sistemas HVDC deberán cumplir, al menos, con lo indicado en el mencionado documento «Criterios Generales de Protección del sistema Eléctrico Peninsular Español», o su edición posterior en vigor, cuando el sistema HVDC pertenezca a la denominada «Red Considerada», según el citado documento. Adicionalmente el sistema de protección de la instalación se coordinará con los sistemas de protección de la red a la que se conecte.

El sistema HVDC deberá soportar, sin daño, las faltas y correspondientes tiempos de despeje contemplados en el documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español».

No obstante lo anterior, el operador del sistema podrá establecer requisitos adicionales relacionados con los esquemas y ajustes de protecciones, tras un análisis individual de cada proyecto.

23. *Requisitos de intercambio de información y coordinación*

23.1 Funcionamiento de los sistemas HVDC. Las señales adicionales a las establecidas en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, que el controlador automático, establecido por dicho Reglamento, deberá ser capaz de enviar y de recibir y, en general, otros requisitos de información a intercambiar, serán acordados entre el operador del sistema y el titular de la instalación tras un análisis individual de cada proyecto.

23.2 Registro y supervisión de faltas. Los sistemas HVDC deberán estar dotados, como mínimo, de un equipo de registro y supervisión de faltas en cada estación convertidora del sistema HVDC. La activación de cualquier relé de protección deberá quedar registrada junto a la oscilografía y el propietario del sistema HVDC tendrá la obligación de facilitar el registro de faltas y la oscilografía, a petición del operador del sistema.

Asimismo, los sistemas HVDC deberán estar dotados de un equipo de supervisión dinámica del comportamiento de la red que deberá incluir un activador de oscilación, con el fin de detectar oscilaciones de potencia gestionadas de forma deficiente. El criterio de activación de la oscilación será especificado por el operador del sistema, tras un análisis individual de cada proyecto, y el propietario del sistema HVDC tendrá la obligación de facilitar el registro de oscilaciones de potencia al operador del sistema tantas veces como sean detectadas.

Adicionalmente, el operador del sistema podrá requerir que una o varias estaciones convertidoras del sistema HVDC estén equipadas con una unidad de medida fasorial (PMU), en tiempo real, de los principales parámetros eléctricos del sistema. Las características de dicha unidad, así como los requisitos de intercambio de información, serán definidas por el operador del sistema, tras un análisis individual de cada proyecto.

23.3 Modelos de simulación. Tras un análisis individual de cada proyecto, el operador del sistema podrá acordar con el titular de un sistema HVDC que se modelen funcionalidades adicionales a las mínimas requeridas por el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

24. *Potencia de cortocircuito*

El sistema HVDC deberá cumplir con las disposiciones sobre potencia de cortocircuito establecidas en el Procedimiento de Operación 12.2.