

## I. DISPOSICIÓN XERAIS

### MINISTERIO PARA A TRANSICIÓN ECOLÓXICA E O RETO DEMOGRÁFICO

**8965** *Orde TED/749/2020, do 16 de xullo, pola que se establecen os requisitos técnicos para a conexión á rede necesarios para a implementación dos códigos de rede de conexión.*

I

O Regulamento (UE) 2016/631 da Comisión, do 14 de abril de 2016, que establece un código de rede sobre requisitos de conexión de xeradores á rede, define os requisitos técnicos para a conexión á rede das instalacións de xeración de electricidade.

O Regulamento (UE) 2016/1388 da Comisión, do 17 de agosto de 2016, polo que se establece un código de rede en materia de conexión da demanda, define os requisitos de conexión á rede de instalacións de demanda e de distribución conectadas á rede de transporte, das redes de distribución, incluídas as redes de distribución pechadas, e das unidades de demanda utilizadas por unha instalación de demanda ou unha rede de distribución pechada para prestar servizos de resposta de demanda aos xestores de rede e aos xestores de rede de transporte pertinentes.

O Regulamento (UE) 2016/1447 da Comisión, do 26 de agosto de 2016, polo que se establece un código de rede sobre requisitos de conexión á rede de sistemas de alta tensión en corrente continua e módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua, define os requisitos para a conexión á rede de sistemas de alta tensión en corrente continua (sistemas HVDC) e de módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua.

Os citados regulamentos comunitarios constitúen os denominados códigos de rede de conexión, os cales establecen os requisitos técnicos mínimos que deberán cumprir as instalacións de xeración, as de demanda e os sistemas HVDC que se conecten á rede eléctrica, co obxecto de garantir a seguridade dos sistemas eléctricos e favorecer a integración de enerxías renovables.

Ben que unha parte dos requisitos técnicos establecidos nos tres regulamentos comunitarios son de directa aplicación, outros non están completamente detallados e a súa aplicación require que, conforme o establecido neles, sexan propostos polos xestores da rede e, posteriormente, aprobados e publicados pola entidade designada polo Estado membro, a cal será a autoridade reguladora, salvo disposición en contra do dito Estado membro.

Co fin de coordinar as propostas que, de acordo co sinalado anteriormente, debían presentar os xestores de rede en relación cos requisitos non completamente desenvolvidos no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, e proporcionar ao mesmo tempo un foro de debate previo onde formular e resolver aspectos relacionados co proceso de implementación dos ditos regulamentos, en 2016 creáronse, baixo a coordinación do operador do sistema eléctrico, varios grupos de traballo aos cales asistiron, ademais dos xestores de rede, representantes dos axentes afectados, así como do Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico e da Comisión Nacional dos Mercados e da Competencia.

Con data do 29 de maio de 2018, Red Eléctrica de España, S.A. presentou ao actual Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico unha proposta de modificación do procedemento de operación 12.2, sobre requisitos mínimos de deseño, equipamento, funcionamento, posta en servizo e seguridade de instalacións de xeración e demanda con conexión á rede de transporte, a cal incluía, entre outras cuestións, a súa proposta relativa

aos requisitos técnicos que, de acordo co sinalado anteriormente, non están completamente definidos no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, e no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e cuxa definición corresponde ao xestor da rede de transporte, de acordo con eles.

Así mesmo, co obxecto de cumprir coa obrigaón establecida no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, con data do 1 de outubro de 2018, Red Eléctrica de España, S.A. presentou ao Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico a súa proposta relativa aos requisitos técnicos que deben cumprir os sistemas HVDC e os módulos conectados en corrente continua.

Pola súa banda, con data do 17 de maio de 2018, a actual Asociación de Empresas de Enerxía Eléctrica (AELEC) remitiu ao actual Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico a súa proposta relativa aos requisitos técnicos recollidos no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, cuxa definición corresponde aos xestores de rede de distribución, de acordo co sinalado no dito regulamento.

Así mesmo, con data do 7 de setembro de 2018, AELEC remitiu ao actual Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico a súa proposta de implementación dos requisitos técnicos recollidos no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, cuxa definición corresponde aos xestores de rede de distribución, de acordo co sinalado no dito regulamento.

## II

A disposición derradeira sétima do Real decreto 647/2020, do 7 de xullo, polo que se regulan aspectos necesarios para a implementación dos códigos de rede de conexión de determinadas instalacións eléctricas, habilita a ministra para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico para aprobar, mediante orde, os requisitos técnicos para a conexión á rede derivados da aplicación do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, do Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

Partindo das propostas presentadas por Red Eléctrica de España, S.A. e AELEC, esta orde aproba, de conformidade co previsto no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, os requisitos técnicos para a conexión á rede de transporte ou de distribución de electricidade que deberán cumprir as instalacións de xeración e as de demanda eléctrica, así como as instalacións de alta tensión en corrente continua e os módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua.

Mediante a aprobación destes requisitos dáse debido cumprimento ao previsto nos mencionados regulamentos comunitarios que, tal e como se mencionou anteriormente, obrigan a que os Estados membros aproben os requisitos de aplicación xeral, que estes non definen na súa totalidade.

## III

De acordo co anterior, o ámbito de aplicación desta orde está vinculado necesariamente ao dos regulamentos comunitarios, para cuxos efectos son de aplicación os aspectos relativos á súa implementación previstos no citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo. Neste sentido, esta orde vincula a aplicación ás instalacións existentes dos requisitos que se definen nela ás regras que ao respecto se recollen nos artigos 5 e 6 do citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo.

Así mesmo, dado que os aspectos que desenvolve o citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo, eximen da consideración de módulos de xeración de electricidade aquelas instalacións vinculadas a algunha das modalidades de autoconsumo a que se refire o Real decreto 244/2019, do 5 de abril, polo que se regulan as condicións administrativas, técnicas e económicas do autoconsumo, que están exentas de obter permisos de acceso e conexión, a prol dunha maior claridade sobre o ámbito de aplicación da norma, esta orde inclúe a mención expresa a esta excepción no seu ámbito de aplicación.

O anexo I da orde establece os requisitos técnicos de conexión de xeradores a que se refire o Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016. Estes requisitos agrúpanse en requisitos de frecuencia, tensión, robustez, restablecemento e xestión do sistema.

Pola súa parte, o anexo II da orde establece os requisitos de conexión das instalacións de demanda a que se refire o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016. Estes requisitos agrúpanse en requisitos de frecuencia e tensión, potencia de cortocircuíto e potencia reactiva, protección e control, entre outros.

Finalmente, o anexo III da orde establece os requisitos dos sistemas de alta tensión en corrente continua e módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua a que se refire o Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016. Estes requisitos agrúpanse en rangos de frecuencia, de tensión, de control de potencia activa, de potencia activa en función de variacións de frecuencia, e de control da inxección rápida de corrente, entre outros.

Por último, mediante a disposición derradeira primeira introdúcese algunhas modificacións na Orde IET/2013/2013, do 31 de outubro, pola que se regula o mecanismo competitivo de asignación do servizo de xestión da demanda de interrompibilidade, que resultan necesarias como consecuencia da entrada en vigor dos códigos de rede de conexión.

#### IV

Esta orde elaborouse tendo en conta os principios de boa regulación a que se refire o artigo 129.1 da Lei 39/2015, do 1 de outubro, do procedemento administrativo común das administracións públicas.

En concreto, cúmprense os principios de necesidade, eficacia e proporcionalidade na medida en que esta se dita en cumprimento dunha obrigação recollida nos regulamentos que aproban os códigos de rede de conexión e contén a regulación imprescindible que permite cumprir coa dita obrigaón.

Así mesmo, cúmprese o principio de seguridade xurídica na medida en que a norma é coherente co resto do ordenamento xurídico.

A norma satisfai o principio de transparencia dado que esta foi sometida ao trámite de información pública, no cal participaron as comunidades autónomas, e o preámbulo da norma define claramente os seus obxectivos e a súa xustificación.

Por último, a norma non impón cargas administrativas, ao limitarse a regular requisitos técnicos de obrigado cumprimento, polo que se entende satisfeito o principio de eficiencia.

Esta orde non foi sometida ao trámite de consulta pública, a que se refire o artigo 26.2 da Lei 50/1997, do 27 de novembro, do Goberno, ao regularse nela aspectos parciais dunha materia.

De conformidade co artigo 26.6 da citada Lei 50/1997, do 27 de novembro, o trámite de audiencia desta orde foi efectuado mediante consulta aos representantes do Consello Consultivo de Electricidade, de acordo co previsto na disposición transitoria décima da Lei 3/2013, do 4 de xuño, de creación da Comisión Nacional dos Mercados e da Competencia. As comunidades autónomas e as cidades de Ceuta e Melilla participaron no trámite de audiencia a través do dito Consello Consultivo de Electricidade, no cal están representadas. Adicionalmente, a orde foi sometida a información pública mediante a súa publicación no portal web do actual Ministerio para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico.

De acordo co previsto no artigo 7.34 da citada Lei 3/2013, do 4 de xuño, o disposto nesta orde recibiu informe da Comisión Nacional dos Mercados e da Competencia mediante informe aprobado pola sala de supervisión regulatoria da dita comisión na súa sesión do 21 de novembro de 2019 (IPN/CNMC/017/19).

Na súa virtude, de acordo co Consello de Estado, dispoño:

#### Artigo 1. *Obxecto.*

Esta orde establece os requisitos técnicos para a conexión á rede das instalacións de xeración de electricidade, das instalacións de demanda, dos sistemas de alta tensión en

corrente continua e dos módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua, e dá cumprimento ás obrigacións establecidas no artigo 7.6 do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no artigo 6.6. do Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e no artigo 5.6 do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

#### Artigo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. O disposto nesta orde será de aplicación:

- a) Aos módulos de xeración de electricidade incluídos dentro do ámbito de aplicación do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.
- b) Ás instalacións de demanda, ás instalacións de distribución, ás redes de distribución e ás unidades de demanda incluídas dentro do ámbito de aplicación do Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016.
- c) Aos sistemas de alta tensión en corrente continua e aos módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua incluídos no ámbito de aplicación do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

2. Dentro dos módulos de xeración de electricidade a que se refire a letra a) do punto anterior, entenderanse incluídas as instalacións de xeración vinculadas a algunha das modalidades de autoconsumo a que se refire o citado Real decreto 244/2019, do 5 de abril, coas limitacións que ao respecto deriven do establecido na disposición transitoria terceira do citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo.

3. A aplicación desta orde a instalacións existentes estará suxeita ás normas que ao respecto recolle o citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo.

Así mesmo, a aplicación desta orde a instalacións que non poidan ser consideradas existentes estará suxeita ao previsto na disposición transitoria cuarta do citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo.

#### Artigo 3. *Definicións.*

1. Para efectos do previsto nesta orde, serán de aplicación as definicións recollidas no artigo 2 do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no artigo 2 do Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e no artigo 2 do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

Así mesmo, serán de aplicación as definicións incluídas no Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeo e do Consello, do 13 de xullo de 2009, relativo ás condicións de acceso á rede para o comercio transfronteirizo de electricidade e polo que se deroga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

2. Adicionalmente, para efectos do previsto nesta orde, serán de aplicación as seguintes definicións:

a) «Significatividade»: calidade utilizada para clasificar os módulos de xeración de electricidade, segundo a tensión do seu punto de conexión e a súa capacidade máxima, derivando nos tipos A, B, C e D, segundo establece o artigo 5 do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, coas regras adicionais que deriven do establecido no citado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo.

b) «Requisitos pechados»: requisitos técnicos definidos completamente no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, ou no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, e que, polo tanto, son de directa aplicación sen necesidade dun desenvolvemento normativo posterior que concrete o seu alcance ou definición.

c) «Requisitos abertos»: requisitos técnicos non definidos completamente no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, ou no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, e cuxo desenvolvemento final, xa sexa obrigatorio ou voluntario, queda baixo a responsabilidade dos xestores de rede conforme o sinalado nos ditos regulamentos.

d) «Tensión nominal»: valor da tensión de funcionamento con que se denomina e identifica unha instalación eléctrica.

e) «Potencia aparente nominal»: maior potencia aparente que poida subministrar o módulo de xeración de electricidade ou o sistema HVDC de forma permanente á tensión nominal. No caso de módulos de parque eléctrico, corresponderase coa suma das potencias aparentes nominais de cada unha das unidades de xeración en servizo.

f) «Corrente aparente nominal» ou «Corrente nominal»: corrente aparente que poida subministrar o módulo de xeración de electricidade ou o sistema HVDC de forma permanente á potencia aparente nominal e á tensión nominal.

g) «Potencia activa de referencia ( $P_0$ )»: potencia activa do módulo de xeración de electricidade anterior ao comezo da perturbación ou, en cada momento, a potencia máxima correspondente á dispoñibilidade instantánea do recurso primario, durante a perturbación eléctrica e respectando as bandas de regulación ou límites máximos de potencia, de ser o caso, asignados polo operador do sistema durante o réxime permanente previo.

**Artigo 4. *Requisitos técnicos para a conexión á rede de instalacións incluídas no ámbito de aplicación.***

1. As instalacións de xeración incluídas dentro do ámbito de aplicación desta orde deberán cumprir os requisitos técnicos para a conexión á rede, que se recollen no anexo I.

2. As instalacións de demanda e distribución incluídas dentro do ámbito de aplicación desta orde deberán cumprir os requisitos técnicos para a conexión á rede, que se recollen no anexo II.

3. Os sistemas de alta tensión en corrente continua, tamén denominados sistemas HVDC, incluídos dentro do ámbito de aplicación desta orde deberán cumprir os requisitos técnicos para a conexión á rede, que se recollen no anexo III.

4. Sen prexuízo do establecido no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, e no mencionado Real decreto 647/2020, do 7 de xullo, os módulos de parque eléctrico conectados en corrente continua incluídos dentro do ámbito de aplicación desta orde deberán cumprir cos requisitos establecidos para os módulos de parque eléctrico conectados en mar aberto establecidos no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, nesta orde e no procedemento de operación 12.2.

**Disposición derradeira primeira. *Modificación da Orde IET/2013/2013, do 31 de outubro, pola que se regula o mecanismo competitivo de asignación do servizo de xestión da demanda de interrompibilidade.***

A Orde IET/2013/2013, do 31 de outubro, pola que se regula o mecanismo competitivo de asignación do servizo de xestión da demanda de interrompibilidade, queda modificada como segue:

Un. Engádesse un novo parágrafo ao final do punto 2 do artigo 6, coa seguinte redacción:

«No caso de consumidores conectados á rede de transporte a que resulte de aplicación o Regulamento (UE) 2016/1388 da Comisión, do 17 de agosto de 2016, polo que se establece un código de rede en materia de conexión da demanda, deberán acreditar que dispoñen de, polo menos, unha notificación operacional provisional (ION) de conexión en vigor.»

Dous. Engádesse un novo punto 10 ao final do artigo 6, coa seguinte redacción:

«10. Os consumidores incluídos no ámbito de aplicación do Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, deberán acreditar que dispoñen dunha notificación operacional definitiva para resposta de demanda (NODRD) vixente para prestaren o servizo de interrompibilidade de conformidade co modelo que publique

o operador do sistema na súa páxina web. O operador do sistema publicará na súa páxina web o procedemento e o contido necesario que deberá incorporar o documento de unidade de resposta de demanda para obter a NODRD para prestar o servizo de interrompibilidade.»

Disposición derradeira segunda. *Título competencial.*

Esta orde dítase ao abeiro do establecido no artigo 149.1.13.<sup>a</sup> e 25.<sup>a</sup> da Constitución española, que lle atribúe ao Estado a competencia exclusiva para determinar as bases e coordinación da planificación xeral da actividade económica, e as bases do réxime mineiro e enerxético, respectivamente.

Disposición derradeira terceira. *Entrada en vigor.*

Esta orde entrará en vigor o día seguinte ao da súa publicación no *Boletín Oficial del Estado*.

Madrid, 16 de xullo de 2020. A vicepresidenta cuarta do Goberno e ministra para a Transición Ecolóxica e o Reto Demográfico, Teresa Ribera Rodríguez.

## ANEXO I

### Requisitos para a conexión á rede de instalacións de xeración de electricidade

Ademais dos requisitos pechados establecidos no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, que corresponda aplicar en cada caso en función da tecnoloxía e do tipo de instalación segundo a súa significatividade, os módulos de xeración de electricidade incluídos no ámbito de aplicación desta orde deberán adoptar as medidas de deseño e/ou control necesarias para cumpriren cos requisitos técnicos, que se recollen neste anexo. Todos estes requisitos se deben cumprir no punto de conexión do módulo de xeración de electricidade coa rede do xestor de rede pertinente.

Os requisitos técnicos relacionados cos valores das variables do sistema eléctrico non se deben entender como valores de axuste das proteccións das instalacións, senón como as capacidades técnicas mínimas exixidas, tanto en réxime permanente como en réxime perturbado. No caso de instalacións que dispoñan de capacidade técnica para soportaren valores das variables do sistema eléctrico máis extremos e duradeiros que os mínimos requiridos neste anexo, os axustes de proteccións deberán estar baseados nas características da instalación evitando axustes nos ditos valores mínimos.

Se un módulo de xeración de electricidade conectado á rede de distribución se encontra equipado coas proteccións necesarias para a detección de funcionamento en illa sobre a rede receptora, as ditas proteccións deberán coordinarse co establecido neste anexo para ocos de tensión, sobretensións, variacións da frecuencia e derivada da frecuencia, de modo que se garanta que non se producirá a desconexión do módulo de xeración de electricidade dentro dos rangos de funcionamento definidos neste anexo.

O xestor de rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, comunicará previamente e poderá requirir, antes ou despois da posta en servizo dun módulo de xeración de electricidade, a modificación, en función da evolución das necesidades do sistema eléctrico, dos valores de funcionamento dos parámetros dos diferentes sistemas de control que se describen neste anexo, dentro dos seus correspondentes rangos establecidos.

Para iso, o propietario dun módulo de xeración de electricidade tipo C e D dispoñerá de dous meses, posteriores ao requirimento ou á posta en servizo, o que se produza máis tarde, para implantar as modificacións nos ditos parámetros. No caso de módulos de xeración de electricidade do tipo A e B, o prazo será superior e determinarase en función das circunstancias que establezan a necesidade do reaxuste, considerando o volume de xeración afectado. En todos os casos, o propietario do módulo de xeración de electricidade ou o seu representante deberán notificar a implementación dos ditos cambios ao xestor de rede pertinente e ao operador do sistema, antes do prazo estipulado.

### 1. Requisitos de frecuencia

1.1 Rangos de frecuencia. Os módulos de xeración de electricidade do tipo A, B, C ou D deberán ser quen de permanecer conectados á rede e funcionar dentro dos rangos de frecuencia e períodos de tempo especificados na táboa 1.

Táboa 1. Períodos de tempo mínimos durante os cales un módulo de xeración de electricidade debe ser quen de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose do valor nominal, sen se desconectar da rede.

Zona	Rango de frecuencias	Período de tempo de funcionamento
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 coas variacións combinadas de frecuencia e tensión, os rangos de frecuencia indicados na táboa 1 modifícanse en función da tensión, de acordo coas figuras 1 e 2, as cales indican, dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión, o tempo mínimo que un módulo de xeración de electricidade debe permanecer conectado á rede.

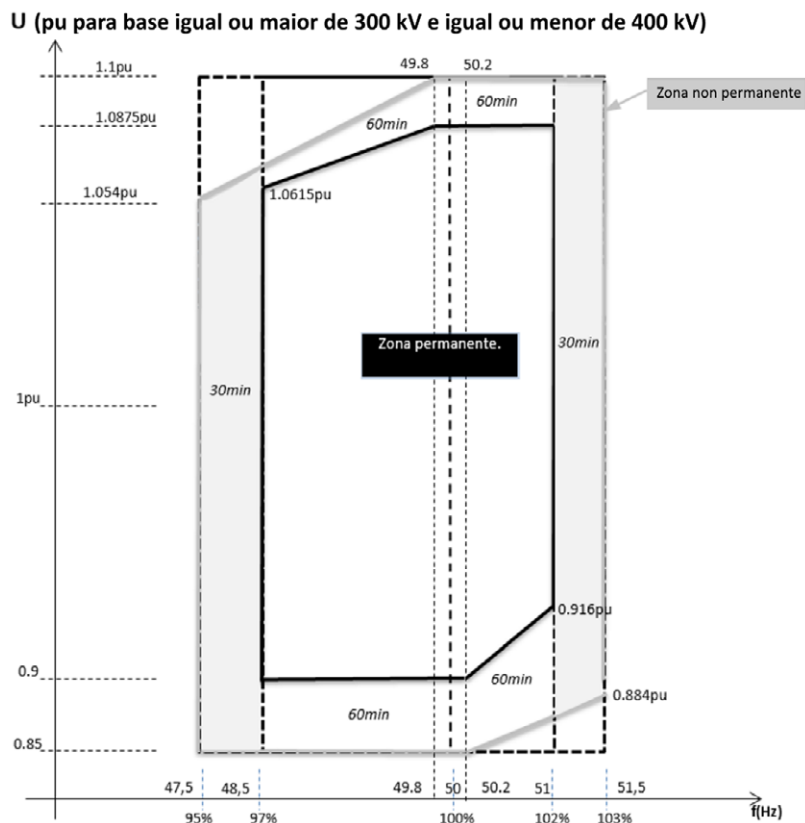


Figura 1. Períodos de tempo mínimos durante os cales un módulo de xeración de electricidade debe ser quen de funcionar sen se desconectar da rede, para diferentes valores combinados de frecuencia e tensión, no caso de que a tensión nominal do punto de conexión sexa igual ou maior de 300 kV e igual ou menor de 400 kV.

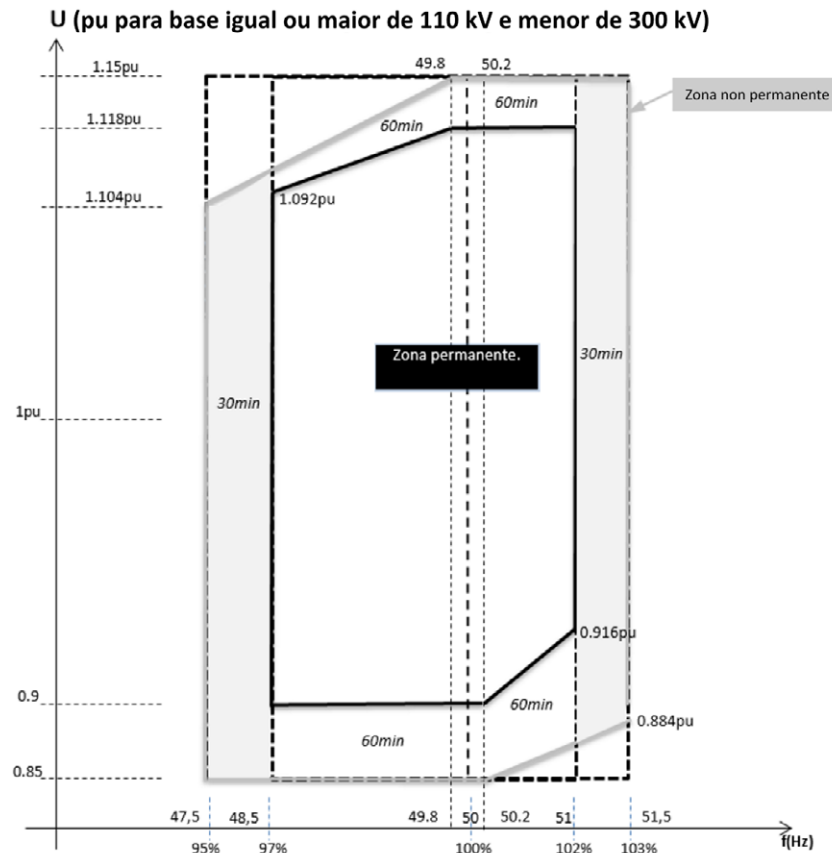


Figura 2. Períodos de tempo mínimos durante os cales un módulo de xeración de electricidade debe ser quen de funcionar sen se desconectar da rede a diferentes valores combinados de frecuencia e tensión, no caso de que a tensión nominal do punto de conexión sexa igual ou maior de 110 kV e menor de 300 kV.

1.2 Capacidade de soportar derivadas temporais da frecuencia. Os módulos de xeración de electricidade do tipo A, B, C e D serán quen de permanecer conectados á rede e de funcionar con derivadas de frecuencia de ata 2 Hz/s, medidas nunha ventá temporal móbil de 500 ms.

No caso de que o xestor de rede pertinente desexe establecer esquemas anti-illa baseados en derivada de frecuencia, será necesaria a coordinación co operador do sistema de maneira que os axustes da dita protección non interfiran coas derivadas de frecuencia que se poidan chegar a dar no sistema.

Así, no caso de existiren derivadas de frecuencia superiores a 2 Hz/s, que indican que a incidencia é local, permitirase que o xestor de rede pertinente poida reducir a marxe de actuación das proteccións para evitar a formación de illas.

En casos xustificadas, e logo de conformidade por parte do operador do sistema, o xestor de rede pertinente poderá reducir o valor de 2 Hz/s.

1.3 Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia. En relación co modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia (MRPFL-O), os módulos de xeración de electricidade do tipo A, B, C ou D deberán ser quen de activar a subministración de reservas de regulación potencia-frecuencia de acordo coa figura 1 do artigo 13.2.a) do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, mentres que a súa potencia activa se encontre por riba do seu nivel mínimo de regulación.

Salvo comunicación específica do operador do sistema, os parámetros axustables do MRPFL-O serán os seguintes:

- Limiar de activación  $\Delta f_1$  igual a 0,2 (50,2 – 50) Hz.
- Estadismo  $s_2$  igual ao 5 %.



En caso de que o módulo de xeración de electricidade sexa de tipo C ou D, a característica estática da resposta do MRPFL-O, definida no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, débese acumular sobre a correspondente característica estática da resposta do modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) a que se refire o número 1.8 deste anexo.

Para o modo MRPFL-O a velocidade de resposta requirida en potencia activa dependerá das características e capacidades técnicas das diferentes tecnoloxías do módulo de xeración de electricidade.

A resposta caracterizarase mediante as variables seguintes:

- $\Delta f$ : desvío da frecuencia  $f$  respecto de 50 Hz ( $\Delta f = f - 50$ ).
- $\Delta P$ : desvío da potencia  $P$  respecto da potencia previa á perturbación  $P_0$  ( $\Delta P = P - P_0$ ).

Pola súa parte, a velocidade de resposta caracterizarase mediante os tempos seguintes (véxase a figura 3):

– Tempo de atraso inicial ( $t_a$ ): é o tempo de activación da resposta, que será o menor posible, tendo en conta que:

- Se é superior a 2 s, de acordo co establecido no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, deberá achegar ao operador do sistema probas técnicas que o xustifiquen.
- No caso de módulos de parque eléctrico de tipo C ou D, será menor ou igual ao tempo de activación da resposta en potencia establecido para o modo MRPF.

– Tempo de resposta ( $t_r$ ): tempo para acadar o 90 % da resposta esperada  $\Delta P$  ante un desvío de frecuencia  $\Delta f$ .

– Tempo de establecemento ( $t_e$ ): tempo para que a resposta permaneza dentro dunha banda de erro menor do  $\pm 5\%$  da resposta esperada  $\Delta P$  ante un desvío de frecuencia  $\Delta f$ .

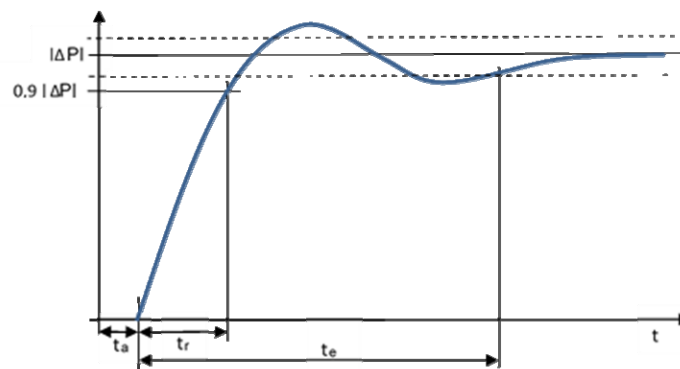


Figura 3. Exemplo de resposta en potencia que ilustra os tempos  $t_a$ ,  $t_r$  e  $t_e$ .

No caso de reducións de potencia activa durante a subida de frecuencia estando activado o MRPFL-O:

– O tempo de resposta ( $t_r$ ) deberá ser:

• Para módulos de xeración síncronos: menor ou igual a 8 segundos (s) para unha variación de potencia activa de ata o 45 % da potencia máxima. Non obstante, dependendo das limitacións físicas do aproveitamento (hidroeléctrica, bombeo, etc.) e limitacións tecnolóxicas xustificadas (motores de gas ou turbinas de gas, entre outros), poderanse acordar tempos de resposta maiores co operador do sistema.

• Para módulos de parque eléctrico: menor ou igual a 2 s para unha variación de potencia activa de ata o 50 % da potencia máxima.

- O tempo de establecemento ( $t_e$ ) deberá ser:
  - Para módulos de xeración síncrona: menor ou igual a 30 s.
  - Para módulos de parque eléctrico: menor ou igual a 20 s.

No caso de aumentos de potencia activa durante a baixada de frecuencia estando activado o MRPFL-O:

- O tempo de resposta ( $t_r$ ) deberá ser:
  - Para módulos de xeración síncronos: menor ou igual a 5 minutos para unha variación de potencia activa de ata o 20 % da potencia máxima. Este comportamento lento non será aceptable no caso de que o sentido da variación de frecuencia revertese poucos segundos antes, caso en que se esperarán tempos de reposta similares ao caso de redución de potencia activa.
    - Para módulos de parque eléctrico non eólicos: menor ou igual a 10 s para unha variación de potencia activa de ata o 50 % da potencia máxima.
    - Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor ou igual a 5 s para unha variación de potencia activa de ata o 20 % da potencia máxima se a potencia está por riba do 50 % da potencia máxima. Para potencias por debaixo do 50 % da potencia máxima, o tempo de resposta deberá ser tan baixo como tecnicamente sexa posible, ben que se deberá xustificar ao operador do sistema se supera os 5 s.

- O tempo de establecemento ( $t_e$ ) deberá ser:
  - Para módulos de xeración síncrona: menor ou igual a 6 minutos. Este comportamento lento non será aceptable no caso de que o sentido da variación de frecuencia revertese poucos segundos antes, caso en que se esperarán tempos de reposta similares ao caso de redución de potencia activa.
  - Para módulos de parque eléctrico: menor ou igual a 30 s.

Para cambios de potencia activa a subir ou baixar superiores aos valores establecidos anteriormente, o tempo de resposta e de establecemento serán tan baixos como tecnicamente sexa posible.

1.4 Redución da capacidade máxima coa caída da frecuencia. Os módulos de xeración de electricidade síncronos do tipo A, B, C ou D, cuxa tecnoloxía utilice turbinas de gas ou motores de gas, poderán reducir a súa capacidade máxima sempre que non se supere a pendente da característica especificada na figura 4, evitándose, en consecuencia, a súa zona raiada.

Ao respecto das condicións ambientais de referencia e para os efectos da supervisión de conformidade deste requisito, considerarase unha temperatura de 25 °C.

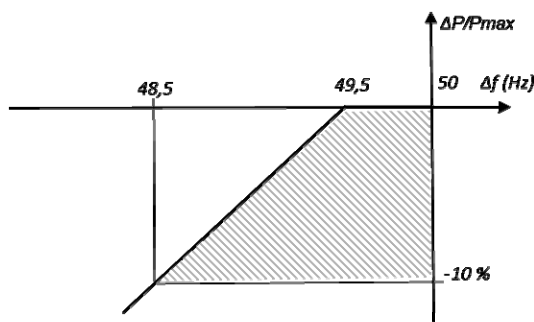


Figura 4. Característica de redución máxima admisible da capacidade máxima (%) do módulo de xeración de electricidade síncrono en función da frecuencia (Hz).

1.5 Conexión automática á rede. Nos casos en que un módulo de xeración de electricidade do tipo A, B ou C teña capacidade de conexión automática, deberá ter as capacidades técnicas que lle permitan establecer:

- Un intervalo de frecuencia de permisibilidade de conexión dentro do rango de frecuencias establecido no número 1.1.
- Unha rampla limitante de subida de potencia.

A conexión automática non se debe confundir coa «reconexión automática» tras unha perturbación.

1.6 Capacidade e rango de control da potencia activa. A velocidade de resposta dun módulo de xeración de electricidade de tipo B, C ou D para acadar unha nova consigna de potencia activa establecida polo operador do sistema será a correspondente ao tempo mínimo necesario que lle permita a súa tecnoloxía e a dispoñibilidade do recurso primario.

Non obstante, no caso de módulos de xeración de electricidade síncronos de tipo C e D conectados á rede de distribución, o tempo para axustar unha consigna de potencia activa non superará en ningún caso os 15 minutos.

Pola súa parte, os módulos de xeración de electricidade de tipo B deberán ser quen de deter a saída de potencia activa nun prazo de 5 segundos, desde a recepción da instrución, ou de reducir a saída de potencia activa nos tempos indicados neste punto para o control de potencia.

No caso de módulos de parque eléctrico, o tempo máximo para acadar a nova consigna de potencia activa será de 3 minutos.

Non obstante, os módulos de parque eléctrico de tipo C ou D deberán ser capaces de deter a saída de potencia activa nun tempo máximo de 1 minuto, no caso da tecnoloxía fotovoltaica, e de 2 minutos, no caso da tecnoloxía eólica.

Os requisitos dos módulos de xeración de electricidade de tipo A, B, C ou D para poder levar a cabo a detención ou redución da potencia ou axuste da consigna de potencia activa rexeranse pola normativa que regule a aplicación nacional da directriz sobre a xestión da rede de transporte de electricidade e, de ser o caso, polo procedemento de operación que regula o intercambio de información co operador do sistema.

Así mesmo, establécese unha tolerancia en potencia do  $\pm 5\%$  para dar por efectuada a modificación no tempo requirido.

1.7 Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia. En relación co modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia (MRPFL-U), os módulos de xeración de electricidade do tipo C ou D deberán ser quen de activar a subministración de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acordo coa figura 4 do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

Salvo comunicación específica do operador do sistema, os parámetros axustables do MRPFL-U serán os seguintes:

- a) Limiar de activación  $\Delta f_1$  igual a  $-0.2$  Hz (49,8-50) Hz.
- b) Estatismo  $s_2$  igual ao 5 %.

A característica estática da resposta deste modo, definida no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, débese acumular sobre a correspondente característica estática da resposta do modo MRPF a que se refire o número 1.8 deste anexo.

A resposta caracterízase mediante as variables seguintes:

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

Para o MRPFL-U, a velocidade de resposta requirida en potencia activa dependerá das características e capacidades técnicas das diferentes tecnoloxías do módulo de xeración de electricidade.

Pola súa parte, a velocidade de resposta caracterizarase mediante os tempos seguintes (véxase a figura 3):

a) Tempo de atraso inicial ( $t_a$ ): é o tempo de activación da resposta, que será o menor posible tendo en conta que:

– Se é superior a 2 segundos, de acordo co establecido no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, deberanse achegar ao operador do sistema probas técnicas que o xustifiquen.

– No caso de módulos de parque eléctrico, será menor ou igual ao tempo de activación da resposta en potencia establecido para o modo MRPF, xa que este define a capacidade técnica ao respecto da activación da resposta en potencia de que dispón o módulo de parque eléctrico.

b) Tempo de resposta ( $t_r$ ): tempo para acadar o 90 % da resposta esperada  $\Delta P$  ante un desvío de frecuencia  $\Delta f$ .

c) Tempo de establecemento ( $t_e$ ): tempo para que a resposta permaneza dentro dunha banda de erro menor ao  $\pm 5$  % da resposta esperada  $\Delta P$  ante un desvío de frecuencia  $\Delta f$ .

No caso de aumentos de potencia activa durante a baixada de frecuencia estando activado o MRPF-U:

a) O tempo de resposta ( $t_r$ ) deberá ser:

i) Para módulos de xeración síncronos: menor ou igual a 5 minutos para unha variación de potencia activa de ata o 20 % da potencia máxima. Este comportamento lento non será aceptable no caso de que o sentido da variación de frecuencia revertese poucos segundos antes, caso en que se esperarán tempos de resposta similares ao caso de redución de potencia activa.

ii) Para módulos de parque eléctrico non eólicos: menor ou igual a 10 s para unha variación de potencia activa de ata o 50 % da potencia máxima.

iii) Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor ou igual a 5 s para unha variación de potencia activa de ata o 20 % da potencia máxima, se a potencia está por riba do 50 % da potencia máxima. Para potencias por debaixo do 50 % da potencia máxima, o tempo de resposta deberá ser tan baixo como tecnicamente sexa posible. Non obstante, deberase xustificar ao operador do sistema se supera os 5 s.

b) O tempo de establecemento ( $t_e$ ) deberá ser:

i) Para módulos de xeración síncrona: menor ou igual a 6 minutos. Este comportamento lento non será aceptable no caso de que o sentido da variación de frecuencia revertese poucos segundos antes, caso en que se esperarán tempos de resposta similares ao caso de redución de potencia activa.

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

No caso de reducións de potencia activa durante a subida de frecuencia estando activado o MRPF-U:

a) O tempo de resposta ( $t_r$ ) deberá ser:

i) Para módulos de xeración síncronos: menor ou igual a 8 s para unha variación de potencia activa de ata o 45 % da potencia máxima. Non obstante, dependendo das limitacións físicas do aproveitamento (hidroeléctrica, bombeo, entre outros) e limitacións tecnolóxicas xustificadas (motores de gas, turbinas de gas, entre outros) poderanse acordar tempos de resposta maiores co operador do sistema.

ii) Para módulos de parque eléctrico: menor ou igual a 2 s, para unha variación de potencia activa de ata o 50 % da potencia máxima.

- b) O tempo de establecemento ( $t_e$ ) deberá ser:
  - i) Para módulos de xeración síncrona: menor ou igual a 30 s.
  - ii) Para módulos de parque eléctrico: menor ou igual a 20 s.

Para cambios de potencia activa a subir ou baixar superiores aos valores anteriormente establecidos, o tempo de resposta e de establecemento serán tan baixos como tecnicamente sexa posible.

1.8 Modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF). En relación co modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF), os módulos de xeración de electricidade de tipo C ou D deberán ser capaces de activar a subministración de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acordo co especificado a este respecto no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016. A este respecto, as características estáticas das respostas dos modos MRPF-L-O e MRPF-L-U acumúlanse, de ser o caso, á característica estática da resposta deste modo MRPF.

Salvo indicación en contra do operador do sistema, os parámetros axustables do MRPF serán os seguintes:

- a) Intervalo de potencia activa en relación coa capacidade máxima  $|\Delta P_1|/P_{\max}$  igual ao 8 %.
- b) Insensibilidade de resposta coa variación de frecuencia  $|\Delta f_1|$  igual ao 10 mHz.
- c) Banda morta de resposta coa variación de frecuencia igual ao 0 mHz.
- d) Estatismo  $s_1$  igual ao 5 %.

En relación cos tempos de demora e de activación total da resposta requirida polo MRPF, cumprírase co especificado a este respecto no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, de conformidade cos parámetros seguintes:

- a) Intervalo de potencia activa en relación coa capacidade máxima,  $|\Delta P_1|/P_{\max}$ , (intervalo de resposta en frecuencia) igual ao 8 %.
- b) Demora inicial máxima admisible,  $t_1$ , será igual a:
  - i) 2 s, no caso dos módulos de xeración de electricidade con inercia ou emulación de inercia.
  - ii) 500 ms, no caso dos módulos de xeración de electricidade sen inercia nin emulación de inercia.
- c) Selección máxima admisible do tempo de activación total,  $t_2$ , será de 30 s, salvo que o operador do sistema permita tempos de activación máis longos por motivos de estabilidade do sistema.

O módulo de xeración de electricidade deberá ser capaz de activar completamente a subministración de reservas de regulación potencia-frecuencia durante polo menos 15 minutos, se a fonte primaria de enerxía o permite.

De acordo cos parámetros antes establecidos (parámetros por defecto), a acumulación das características estáticas das respostas dos modos MRPFL-O, MRPFL-U e MRPFL tradúcese nunha característica estática potencia-frecuencia continua como a representada na figura 5:

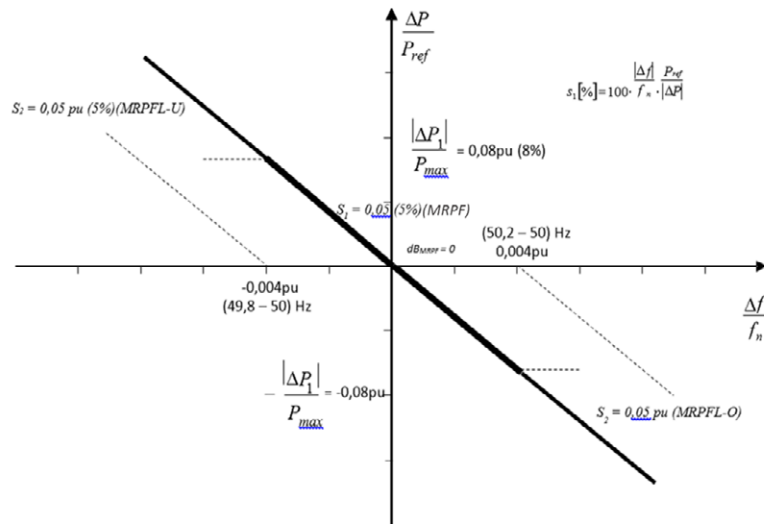


Figura 5. Característica estática potencia-frecuencia continua resultado de acumular as características estáticas dos modos MRPFL-O, MRPFL-U e MRPFL.

Adicionalmente ao especificado en canto á monitorización en tempo real do MRPFL no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, o módulo de xeración de electricidade estará capacitado para recibir en tempo real do operador do sistema e implementar consignas de potencia en reserva a subir e a baixar mínimas garantidas, que poderían ser diferentes. No caso de módulos de parque eléctrico, as consignas de banda a subir e baixar respectaranse na contía que permita a diferenza entre o recurso primario dispoñible e o nivel mínimo de regulación.

A solicitude por parte do operador do sistema de reserva de potencia a subir aos módulos de parques eléctricos realizárase conforme o establecido nos procedementos de operación correspondentes e, en todo caso, baixo a premisa de reducir as necesidades de verteduras do conxunto do sistema e evitar sobrecostos innecesarios aos módulos de parque eléctrico e/ou ao sistema.

1.9 Emulación de inercia. No suposto de que un módulo de parque eléctrico de tipo C ou D poida achegar emulación de inercia voluntariamente, esta consistirá nun control continuo que deberá producir incrementos ou decrementos de potencia activa proporcionais á derivada temporal de frecuencia no punto de conexión á rede. O sistema de control deberá cumprir cos seguintes requisitos:

- Responderá de acordo cunha ganancia derivativa,  $K_d$ , axustable, polo menos, entre 0 (control fóra de servizo) e 15 segundos (valores por unidade en base máquina).
- En todo momento estará capacitado para aumentar ou diminuír a potencia activa inyectada á rede nun valor  $\Delta P_{\max}$  desde o valor previo á perturbación (potencia activa de referencia  $P_o$ ). O valor  $\Delta P_{\max}$  poderá ser axustable entre 0 (control fóra de servizo) e o 10 % da capacidade máxima do módulo.
- A velocidade de resposta será tal que, en 150 ms, a instalación poida aumentar ou diminuír a potencia activa en, polo menos, un valor do 10 % da capacidade máxima do módulo.
- Deberá ser capaz de subministrar unha enerxía equivalente ao 10 % da capacidade máxima do módulo durante 8 segundos.
- A banda de insensibilidade da medida da frecuencia non será superior a  $\pm 10$  mHz.

f) Será capaz de inhibirse dentro dunha banda morta voluntaria en frecuencia entre 0 e  $\pm 500$  mHz.

g) Será capaz de axustar unha banda morta voluntaria na derivada da frecuencia entre 0 e  $\pm 0,5$  Hz/s.

h) Non contribuirá negativamente ao amortecemento das oscilacións de potencia do sistema eléctrico.

O propietario dun módulo de parque eléctrico poderá propoñer un control de emulación de inercia distinto ao especificado neste punto que, en todo caso, deberá ser aprobado polo operador do sistema.

## 2. Requisitos de tensión

### 2.1 Requisitos de tensión dos módulos de xeración de electricidade.

2.1.1 Rangos de tensión para módulos de xeración de electricidade tipo D. En relación cos rangos de tensión, un módulo de xeración de electricidade de tipo D deberá ser quen de permanecer conectado á rede e de funcionar dentro dos rangos de tensión, no punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto á base e durante os períodos de tempo especificados na táboa 2 e na táboa 3.

Táboa 2. Períodos de tempo mínimos durante os cales o módulo de xeración de electricidade tipo D debe ser quen de funcionar para tensións que se desvíen do valor de referencia 1 pu no punto de conexión sen se desconectar da rede en que a base de tensión para os valores pu se encontre entre 110 kV (incluído) e 300 kV

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu-1,15 pu	60 minutos

Táboa 3. Períodos de tempo mínimos durante os cales o módulo de xeración de electricidade tipo D debe ser quen de funcionar, para tensións que se desvíen do valor de referencia 1 pu no punto de conexión, sen se desconectar da rede en que a base de tensión para os valores pu se encontre entre 300 kV e 400 kV (ambos os extremos incluídos)

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu-1,10 pu	60 minutos

Nos casos de sobretensión e subfrecuencia simultáneas ou subtensión e sobrefrecuencia simultáneas, os módulos de xeración de electricidade poderanse acoller ao establecido no número 1.1 deste anexo, ao respecto das variacións combinadas de frecuencia e tensión.

Sen prexuízo do anterior, no caso de módulos de xeración de electricidade tipo D conectados en rede de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, as condicións e os axustes para a desconexión dos ditos módulos serán os recollidos na táboa 4. Non obstante, co fin de garantir a seguridade da rede, o xestor da rede de distribución terá

potestade para definir tempos de desconexión diferentes, en coordinación co xestor da rede de transporte, en función das características do punto de conexión ou atendendo a situacións de rede non previstas no momento da conexión pola evolución a futuro das características das rede, sempre que non supoñan un redimensionamento non previsto no módulo de xeración de electricidade.

Táboa 4. Condicións e axustes para desconexión automática de módulos de xeración de electricidade tipo D conectados en rede de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

Limiar de tensión	Tempo 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 xeración de electricidade B e C conectados en rede de distribución radial. No caso de módulos de xeración de electricidade de tipo B ou C conectados en rede de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, as condicións e os axustes para a desconexión dos ditos módulos serán os recollidos na táboa 5.

Táboa 5. Condicións e axustes para desconexión automática de módulos de xeración de electricidade tipo B ou C conectados en rede de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

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

Non obstante, co fin de garantir a seguridade da rede, o xestor da rede de distribución terá potestade para definir tempos de desconexión diferentes, en coordinación co operador do sistema, en función das características do punto de conexión ou atendendo a situacións de rede non previstas no momento da conexión pola evolución a futuro das características da rede, sempre que non supoñan un redimensionamento non previsto no módulo de xeración de electricidade.

## 2.2 Requisitos de tensión dos módulos de xeración de electricidade síncronos.

### 2.2.1 Capacidade de potencia reactiva.

2.2.1.1 Módulos de xeración de electricidade síncronos tipo D. Con carácter xeral, os módulos de xeración de electricidade síncronos tipo D deberán compensar toda a enerxía reactiva, xa sexa xerada ou absorbida, desde a súa instalación ata o punto de conexión. Non obstante, con carácter excepcional, o titular e o xestor da rede pertinente poderán acordar condicións diferentes.

A capacidade de potencia reactiva dos módulos de xeración síncronos tipo D á súa capacidade máxima ( $P_{\max}$ ) será tal que, dentro do rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, estes deberán dispoñer da capacidade técnica para xerar e absorber potencia reactiva (Q) dentro dun rango mínimo obrigatorio, de tal maneira que modificarán a súa produción/absorción de potencia reactiva dentro dos límites marcados con liña continua no diagrama U-Q/ $P_{\max}$  da figura 6.



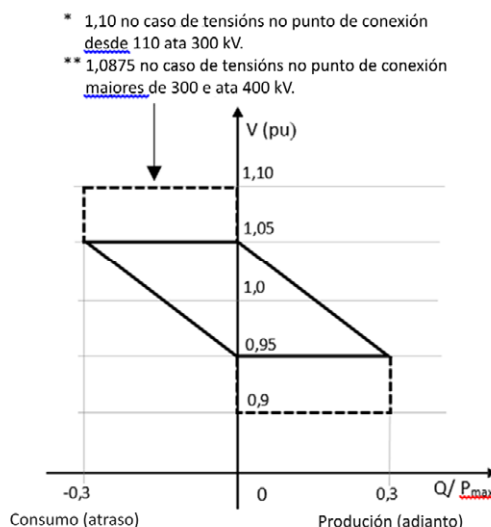


Figura 6. Diagrama U-Q/P<sub>max</sub> dun módulo de xeración de electricidade síncrono tipo D en situación P=P<sub>max</sub>.

A achega da potencia reactiva estará dispoñible tanto en réxime permanente como en réxime perturbado e levarase a cabo mediante un control de tensión a consigna de tensión no punto de conexión, de tal forma que o punto de operación do módulo de xeración de electricidade síncrono estea gobernado por un sistema de regulación automática de tensión «AVR» (Automatic Voltage Regulator).

Adicionalmente, os módulos de xeración de electricidade síncronos deberán achegar potencia reactiva en todo o rango de tensión en que se require que os ditos módulos funcionen durante un tempo ilimitado, de acordo co establecido no número 2.1. En concreto, a capacidade para subministrar potencia reactiva dentro destes rangos de tensión será a que aparece representada nas extensións de trazos descontinuos do diagrama U-Q/P<sub>max</sub> da figura 6. Esta capacidade adicional poderase dar en tempos de resposta de ata 1 minuto.

No caso de que o módulo de xeración de electricidade síncrono dispoña dun cambiador de tomas en carga para proporcionar a achega desta potencia reactiva, aceptarase que as extensións do diagrama U-Q/P<sub>max</sub> representadas na figura 6 con liñas a trazos se refiran á capacidade de potencia reactiva co cambiador de tomas na toma habitual. Polo tanto, consideraranse aceptables os movementos do dito diagrama U-Q/P<sub>max</sub> derivados da variación das tomas en carga, sen prexuízo de que o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá adecuar a toma do transformador mentres a tensión do punto de conexión se encontre fóra do rango  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu para proporcionar a potencia reactiva adecuada no punto de conexión. Esta capacidade derivada do uso do cambiador de tomas en carga poderase dar en tempos de resposta de ata 1 minuto.

En relación coa capacidade de potencia reactiva por debaixo da capacidade máxima, observarase o disposto no artigo 18 do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

2.2.1.2 Módulos de xeración de electricidade síncronos tipo B ou C. Aos módulos de xeración de electricidade síncronos de tipo B ou C seranlles de aplicación os mesmos requisitos recollidos no número 2.2.1.1 para os módulos de xeración síncronos de tipo D, excepto no caso de que a capacidade máxima sexa inferior a 15 megawatts (MW), caso en que poderán dispoñer unicamente da capacidade técnica para xerar e absorber potencia reactiva dentro dos límites marcados con liña continua no diagrama U-Q/P<sub>max</sub> da figura 7.

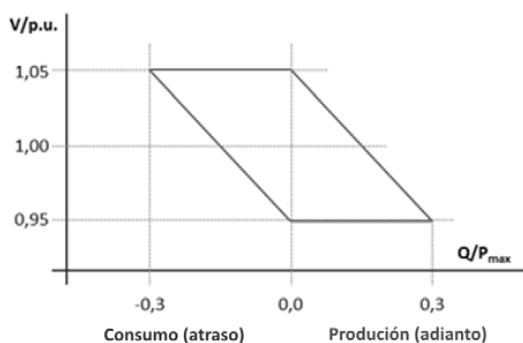


Figura 7. Diagrama U-Q/P<sub>max</sub> dun módulo de xeración de electricidade síncrono tipo B ou C cando P<sub>max</sub> < 15MW.

2.2.2 Función estabilizadora de potencia (PSS). Os módulos de xeración de electricidade síncronos de tipo D deberán incorporar un estabilizador de sistemas de potencia (Power System Stabilizer - PSS) se a súa capacidade máxima é superior a 50 MW, o cal deberá estar axustado para amortecer oscilacións inter-áreas, polo menos, a partir de 0,1 Hz.

### 2.3 Requisitos de tensión dos módulos de parque eléctrico.

2.3.1 Control de inxección rápida de corrente. Os módulos de parque eléctrico de tipo B, C ou D deberán ser quen de xestionar a inxección rápida de corrente mediante un sistema de control continuo durante o réxime perturbado. Para os efectos deste sistema de control, tomaranse en consideración as seguintes variables:

- Erro da tensión de secuencia directa no punto de conexión ( $\Delta U_1$ ): diferenza entre o valor eficaz da tensión de secuencia directa previa á perturbación  $U_{1i}$  (pu) e o valor eficaz da tensión de secuencia directa en cada momento  $U_1$  (pu); é dicir,  $\Delta U_1 = U_{1i} - U_1$ .
- Erro da tensión de secuencia inversa no punto de conexión ( $\Delta U_2$ ): erro da tensión de secuencia inversa no punto de conexión, correspondente á diferenza entre o valor eficaz da tensión de secuencia inversa previa á perturbación  $U_{2i}$  (pu) e o valor eficaz da tensión de secuencia inversa en cada momento  $U_2$  (pu); é dicir,  $\Delta U_2 = U_{2i} - U_2$ .
- Cambio abrupto: desvío do valor eficaz (medido nunha ventá móbil dun ciclo) da tensión no punto de conexión de, polo menos, o 5 % da media nos 50 ciclos previos á perturbación nalgunha das fases.
- $V_{\min}$ : para módulos de parque eléctrico conectados a tensións iguais ou superiores a 110 kV, e a menor tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar establecidos no número 2.1.1 (pu). No resto de casos, considérase por defecto 0,85 pu, e o dito valor pode ser modificado polo xestor da rede de distribución, en coordinación co operador do sistema.
- $V_{\max}$ : para módulos de parque eléctrico conectados a tensións iguais ou superiores a 110 kV, e a maior tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar establecidos no número 2.1.1 (pu). No resto de casos, considérase por defecto 1,15 pu, e o dito valor poderá ser modificado polo xestor da rede de distribución, en coordinación co operador do sistema.

Os módulos de parque eléctrico deberán ser quen de activar a inxección/absorción rápida de corrente xestionándoa mediante un sistema de control continuo durante o réxime perturbado que cumprirá cos seguintes requisitos:

- Poderase deshabilitar por petición do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema.

b) Dispoñerá dunha capacidade de inxección de corrente aparente por fase que, como mínimo, será igual á corrente nominal.

c) Activarase cando se produza unha perturbación de tensión que cumpra calquera das condicións seguintes:

i) Cando a tensión eficaz no punto de conexión U (pu) saia do rango  $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$  pu en algunha das fases.

ii) Cando o cambio abrupto de tensión no punto de conexión sexa superior a 0,1 pu. Este valor deberá ser parametrizable entre 0,05 e 0,15 pu, por petición do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema.

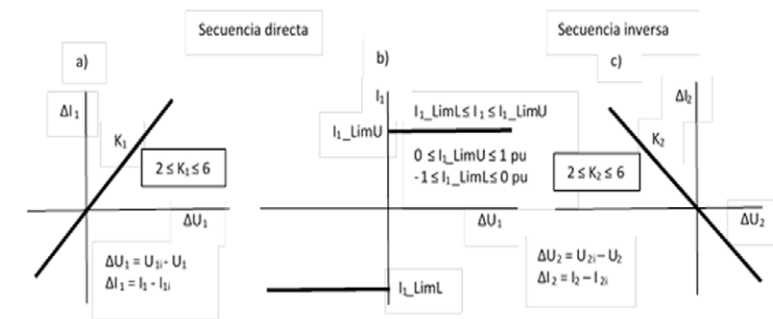
d) Permanecerá activo ata que se cumpran simultaneamente as condicións seguintes, ben que non se exixirá a actividade máis de 30 segundos se a capacidade térmica da máquina non o permite:

i) A tensión eficaz no punto de conexión U volve ao rango  $V_{\min} \leq U \leq V_{\max}$  pu en todas as fases.

ii) Transcorrerón 5 segundos desde o inicio da perturbación. Este tempo poderase axustar a valores inferiores, por petición do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema.

e) Reiniciará a conta anterior de 5 segundos se, mentres está activo, se volve cumprir algunha das condicións de activación a que se refire a alínea c), sempre e cando a capacidade térmica da máquina o permita.

f) Tras a desactivación da inxección/absorción rápida de corrente, o módulo de parque eléctrico retornará ao réxime de funcionamento previo á perturbación. Se, posteriormente, se volven dar as condicións a que se refire a alínea c), o módulo volverase activar.



$K_1$ : ganancia do control de corrente de secuencia directa.

$\Delta U_1$ : erro de tensión de secuencia directa.

$U_{1i}$ : tensión de secuencia directa previa á perturbación.

$U_1$ : tensión de secuencia directa.

$\Delta I_{1i}$ : incremento de corrente reactiva (directa).

$I_{1i}$ : corrente reactiva (directa) previa á perturbación.

$I_1$ : corrente reactiva (directa).

Nota:

A inxección de  $\Delta I_1$  e  $\Delta I_2$  non é obrigatoria se a potencia producida previa á perturbación é menor que un 5% da capacidade máxima.

Se a tensión eficaz no punto de conexión U ou en bornes de unidade de xeración é menor de 0,2 pu, permítese o bloqueo da electrónica de potencia.

$K_2$ : ganancia do control de corrente de secuencia inversa.

$\Delta U_2$ : erro de tensión de secuencia inversa.

$U_{2i}$ : tensión de secuencia inversa previa á perturbación.

$U_2$ : tensión de secuencia inversa.

$\Delta I_{2i}$ : incremento de corrente de secuencia inversa.

$I_{2i}$ : corrente de secuencia inversa previa á perturbación.

$I_2$ : corrente de secuencia inversa.

Figura 8.a) Inxección/absorción de corrente reactiva (secuencia directa) adicional requirida « $\Delta I_1$ » en función do erro da tensión de secuencia directa  $\Delta U_1$ ; b) Limitación da inxección/absorción de corrente reactiva « $I_1$ » total e; c) Inxección/absorción de corrente de secuencia inversa adicional requirida en función do erro da tensión de secuencia inversa  $\Delta U_2$ .

En caso de faltas, o módulo de parque eléctrico deberá inxectar/absorber a corrente de secuencia directa, cando se trate dunha falta equilibrada, e as correntes

de secuencia directa e inversa, cando sexa desequilibrada, de acordo co que se indica a continuación:

a) Para a corrente de secuencia directa, o módulo de parque eléctrico deberá inxectar/absorber en función do erro de tensión de secuencia directa  $\Delta U_1$ , mediante un control proporcional continuo, unha corrente reactiva,  $\Delta I_1$  (pu), de acordo coa figura 8.a) de forma incremental á corrente reactiva previa á perturbación,  $I_{1i}$  (pu).

Adicionalmente, cumprirá co seguinte:

i) A compoñente de corrente reactiva total,  $I_1$ , resultante do cumprimento acumulado deste control,  $\Delta I_1$ , máis a compoñente de corrente reactiva previa á perturbación,  $I_{1i}$ , deberá respectar as saturacións indicadas na figura 8 b) definidas mediante as liñas horizontais  $I_{1\_limU}$  e  $I_{1\_limL}$ . As liñas de saturación horizontais cumprirán co seguinte:

- $I_{1\_limU}$  deberá poder parametrizarse desde 0 ata 1 pu.
- $I_{1\_limL}$  deberá poder parametrizarse desde -1 pu ata 0.
- Estableceranse cos valores por defecto  $I_{1\_limU} = 0.9$  pu e  $I_{1\_limL} = -0.9$  pu.

ii) Adicionalmente á compoñente de corrente reactiva total  $I_1$ , resultado do cumprimento acumulado do requisito de inxección de corrente reactiva  $\Delta I_1$  máis a compoñente de corrente reactiva previa á perturbación  $I_{1i}$ , o módulo de parque eléctrico deberá inxectar compoñente de corrente activa ata acadar a corrente nominal do módulo de parque eléctrico sempre que o recurso primario o permita. Para a compoñente activa da corrente, a velocidade de resposta deberá ser a máis rápida tecnicamente factible e é desexable a mesma velocidade de resposta que a exixida para a compoñente reactiva.

iii) Se o xestor da rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, non estableceu unha limitación para as liñas de saturación  $I_{1\_limU}$  ou  $I_{1\_limL}$  con valores absolutos inferiores ao valor por defecto de 0,9 pu e o módulo de parque eléctrico dispón de capacidade de corrente por riba da nominal, o módulo de parque eléctrico podería efectuar o requirido por exceso inxectando (ou absorbendo, de ser o caso) máis compoñente de corrente reactiva da requirida, respectando a compoñente de corrente activa requirida.

b) Para a corrente de secuencia inversa, o módulo de parque eléctrico deberá inxectar/absorber en función do erro de tensión de secuencia inversa  $\Delta U_2$ , mediante un control proporcional continuo, unha corrente de secuencia inversa,  $\Delta I_2$  (pu), de acordo coa figura 8 c), de forma incremental á corrente de secuencia inversa previa á perturbación,  $I_{2i}$  (pu) na dita figura 8 c). No caso dos módulos de parque eléctrico eólicos con tecnoloxía de xeración dobremente alimentada, a resposta de corrente secuencia inversa será a natural da tecnoloxía (en magnitude e constantes de tempo propias dos impulsos iniciais de corrente reactiva), sen que isto exima os ditos módulos de contribuír coa compoñente de secuencia directa especificada na alínea a) durante a falta desequilibrada.

O signo da inxección do  $\Delta I_2$  (pu) será o correspondente ao equivalente do comportamento natural dun xerador síncrono ante o mesmo erro de tensión de secuencia inversa  $\Delta U_2$ .

Se o xestor da rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, establece unha limitación para as liñas de saturación  $I_{1\_limU}$  ó  $I_{1\_limL}$  con valores absolutos inferiores ao valor por defecto de 0,9 pu, daquela, no caso de perturbacións desequilibradas, entenderase que estas limitacións aplican á corrente por fase total debida ás compoñentes de secuencia directa e inversa; en caso contrario, non aplicará limitación. No caso dos módulos de parque eléctrico con tecnoloxía de xeración dobremente alimentada, entenderase que a limitación só aplica á corrente de secuencia directa.

O valor dos módulos das ganancias do control da inxección de corrente rápida debe poder ser axustable entre 2 e 6 pu, ben que o valor por defecto de ambos será de 3,5 pu, salvo indicación expresa do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema.

Non se permite a existencia de bandas mortas no control. En caso de existiren, deberán ser parametrizadas cun valor de 0 pu.

O módulo de parque eléctrico será capaz de inxectar a corrente requirida, como mínimo, nos tempos que se indican a continuación (véxase a figura 9), sempre que non exista condición de bloqueo da electrónica de potencia:

- O atraso do inicio ( $t_i$ ) da inxección/absorción de corrente deberá ser, como máximo, 20 min (ms).
- O tempo de resposta ( $t_r$ ) desde o inicio da inxección/absorción de corrente ata que acada o 90 % da resposta requirida correspondente ao chanzo no erro da tensión deberá ser tal que se cumpra que  $t_i + t_r \leq 50$  ms.
- O tempo de establecemento ( $t_e$ ) desde o inicio da inxección/absorción de corrente ata que a resposta permanece na banda +20 % e -10 % arredor da resposta requirida deberá ser, como máximo, de 60 ms.

Non obstante o anterior, por petición do xestor de rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, poderanse solicitar tempos de resposta ( $t_r$ ) de ata 300 ms, axustables en chanzos de 30 ms, e tempos de establecemento ( $t_e$ ) de ata 600 ms axustables en chanzos de 60 ms.

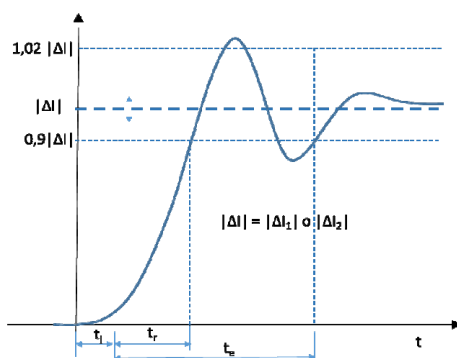


Figura 9. Exemplo que ilustra os tempos de resposta.

De acordo co establecido no artigo 20.2.b) do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, o módulo de parque eléctrico pode optar por implementar este control medindo as variacións de tensión nos terminais das unidades de xeración de electricidade (UXE) constituíntes do módulo de parque eléctrico e inxectando rapidamente unha corrente nos terminais destas unidades.

### 2.3.2 Capacidade de potencia reactiva.

2.3.2.1. Módulos de parque eléctrico tipo D. A capacidade de potencia reactiva requírese no punto de conexión. En consecuencia, e con carácter xeral, os módulos de parque eléctrico tipo D terán que compensar toda a enerxía reactiva, xa sexa xerada ou absorbida, desde a súa instalación ata o punto de conexión. Non obstante, con carácter excepcional, o titular e o xestor de rede pertinente poderán acordar condicións diferentes.

Distínguense dúas situacións en relación coa capacidade de potencia reactiva dun módulo de parque eléctrico tipo D:

- Capacidade de potencia reactiva á súa capacidade máxima ( $P_{max}$ ). A capacidade de potencia reactiva do módulo de parque eléctrico será tal que, dentro do rango de tensión  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, deberán dispoñer de capacidade técnica para xerar e absorber potencia reactiva (Q) dentro dun rango mínimo obrigatorio, de tal maneira que modificarán

a súa produción/absorción de potencia reactiva dentro dos límites marcados con liña continua no diagrama U-Q/P<sub>max</sub> da figura 10.

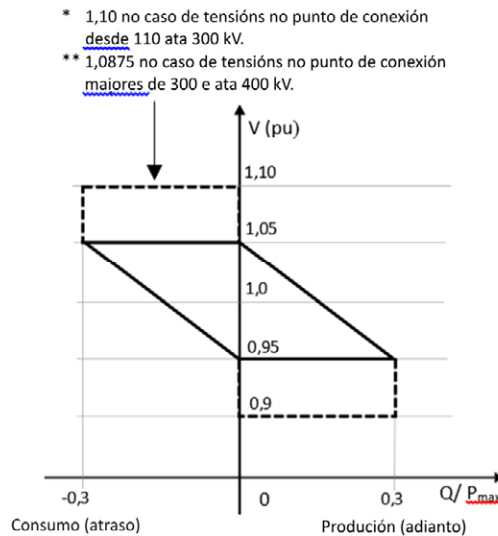


Figura 10. Diagrama U-Q/P<sub>max</sub> dun módulo de parque eléctrico tipo D.

Durante o funcionamento en réxime permanente e fóra do rango de tensións  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, os módulos de parque eléctrico tipo D inxectarán/absorberán potencia reactiva segundo a resposta do control de tensión (véxase o número 2.3.3), coas limitacións que, por se encontrar fóra do dito rango de tensións, impoña a produción de potencia activa. É dicir, primará a produción de potencia activa sobre a de reactiva. Pola súa vez, a potencia activa de referencia ( $P_0$ ) manterase mentres que a instalación teña capacidade para iso.

Adicionalmente, os módulos de parque eléctrico tipo D deberán subministrar potencia reactiva á súa capacidade máxima en todo o rango de tensión en que se require que funcionen durante un tempo ilimitado (véxase o número 2.1). En concreto, a capacidade para subministrar potencia reactiva á capacidade máxima ( $P_{max}$ ) dentro destes rangos de tensión aparece representada no diagrama U-Q/P<sub>max</sub> da figura 10 cunhas extensións de liña a trazos, sen que sexa necesario executar a velocidade de resposta indicada no número 2.3.3. Esta capacidade poderase dar en tempos de resposta de ata 1 minuto.

No caso de que o módulo de parque eléctrico dispoña dun cambiador de tomas en carga para proporcionar a achega desta potencia reactiva, aceptárase que as extensións do diagrama U-Q/P<sub>max</sub> con liñas a trazos se refiran á capacidade de potencia reactiva co cambiador de tomas na toma habitual. Consideráranse, por tanto, aceptables os movementos do dito diagrama U-Q/P<sub>max</sub> derivados da variación das tomas en carga, sen prexuízo de que o módulo de parque eléctrico deberá adecuar a toma do transformador mentres a tensión do punto de conexión se encontre fóra do rango  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu, para proporcionar a potencia reactiva adecuada no punto de conexión. Esta capacidade derivada do uso do cambiador de tomas en carga poderase dar en tempos de resposta de ata 1 minuto, sen que sexa necesario executar a velocidade de resposta indicada no número 2.3.3.

b) Capacidade de potencia reactiva por debaixo da capacidade máxima ( $P < P_{max}$ ). Nesta situación, os módulos de parque eléctrico deberán ser quen de subministrar potencia reactiva en calquera punto de funcionamento dentro do perfil P-Q/P<sub>max</sub> establecido na figura 11, sempre que todas as unidades do módulo de parque eléctrico que xeran enerxía estean tecnicamente dispoñibles, é dicir, que non estean fóra de servizo debido a mantemento ou avaría. En caso contrario, o xestor de rede pertinente en coordinación co

operador do sistema admitirá unha menor capacidade de potencia reactiva, tendo en conta as unidades dispoñibles.

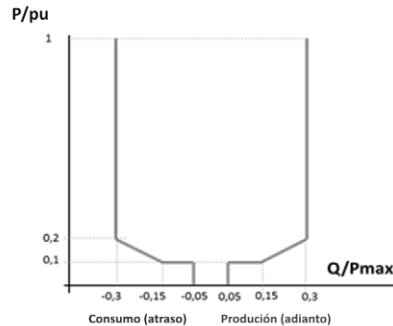


Figura 11. Perfil P-Q/ $P_{\max}$  dun módulo de parque eléctrico tipo D.

Para rangos de operación en que o módulo de parque eléctrico se encontre inxectando potencia reactiva entre 0,2 e 0,3 da capacidade máxima, de acordo coa figura 11, permitiranse tempos de resposta de ata 1 minuto e non será necesario executar a velocidade de resposta indicada no número 2.3.3.

2.3.2.2 Módulos de parque eléctrico tipo B ou C. Aos módulos de parque eléctrico de tipo B ou+ C seralles de aplicación todo o requirido aos módulos de parque eléctrico de tipo D no número 2.3.2.1, excepto no caso de que a capacidade máxima sexa inferior a 15 MW, caso en que poderán dispoñer unicamente da capacidade técnica para xerar e absorber potencia reactiva (Q) dentro dos límites marcados con liña continua no diagrama U-Q/ $P_{\max}$  da figura 12.

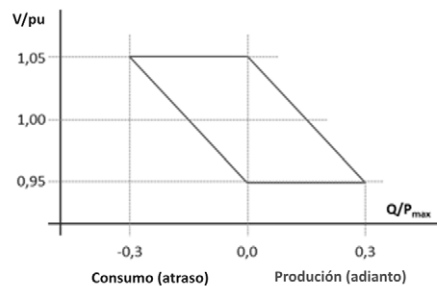


Figura 12. Diagrama U-Q/ $P_{\max}$  dun módulo de parque eléctrico tipo B ou C en situación cando  $P_{\max} < 15$  MW.

2.3.3 Modos de control de potencia reactiva. Salvo indicación en contra do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema, o control de tensión dos módulos de parque eléctrico de tipo B, C ou D configurarase por defecto cos parámetros<sup>(1)</sup> seguintes:

- A pendente axustarase no 2 %.
- Operarase sen banda morta. Non obstante, acéptase unha banda de insensibilidade menor ou igual ao  $\pm 0,2$  % da tensión nominal.
- O tempo  $t_1$  será de 1 segundo e  $t_2$  de 5 segundos.

1. Parámetros definidos no artigo 21.3.d. do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

No caso dos módulos de parque eléctrico tipo B, os modos de control de potencia reactiva serán os mesmos que os aplicables aos tipos C e D, que están definidos no artigo 21.3.d) do Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

O modo de control de potencia reactiva do módulo de parque eléctrico terá capacidade técnica para recuperar a resposta de potencia reactiva consignada tras un cambio repentino nas condicións do nó de conexión á rede, nun tempo inferior a 1 minuto coa precisión especificada no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

Así mesmo, o modo de control de factor de potencia do módulo de parque eléctrico deberá ter capacidade técnica para recuperar a resposta do factor potencia de consigna nun tempo inferior a 1 minuto tras un cambio repentino na potencia activa ou no valor da tensión, dentro dos rangos de capacidade de potencia reactiva requiridos. A precisión debe ser tal que o valor do erro absoluto da potencia reactiva sexa menor do 5 % da capacidade máxima de potencia reactiva do módulo de xeración.

Co fin de que as actualizacións das consignas de tensión, de potencia reactiva ou de factor de potencia, de ser o caso, non interfiran coas dinámicas de movemento dos cambiadores de tomas, terase en conta o seguinte:

a) O xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema non actualizará as tensións de consigna do punto de conexión á rede con tempos tan rápidos que poidan provocar interferencias.

b) Se o módulo de parque eléctrico realiza algún tipo de translación da tensión de consigna a terminais de unidades de xeración, farase sen que se ocasione ningún tipo de oscilación nin inestabilidade.

O xestor da rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, poderá modificar os parámetros establecidos neste punto e manterase sempre dentro dos rangos estipulados no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016.

2.3.4 Prioridade da potencia activa e reactiva. As saídas de todos os controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente) e as saídas de todos os controis que xestionen a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente) dos módulos de parque eléctrico de tipo A, B, C ou D estarán suxeitas ás seguintes regras de prioridade:

a) Dentro do rango de tensións no punto de conexión definido como  $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$ , terán prioridade as saídas dos controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente). Non obstante, as saídas dos controis que xestionen a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente) deberán respectar mentres que o módulo de parque eléctrico non acade a súa potencia aparente máxima ou a súa corrente aparente nominal.

b) Fóra do rango de tensións no punto de conexión definido como  $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$ , terán prioridade as saídas dos controis que xestionen a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente). Non obstante, as saídas dos controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente) deberán respectar mentres que o recurso primario o permita e o módulo de parque eléctrico non acade a súa potencia aparente nominal ou a súa corrente aparente nominal.

Para efectos de aplicación deste requisito, defínense as seguintes variables:

a)  $V_{\max}$  correspóndese coa maior tensión admisible seguinte:

i) No caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, a maior tensión considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar, indicada no número 2.1.1.

ii) No caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B ou C, a maior tensión admisible considerada dentro dos rangos normais de funcionamento establecidos polo xestor de rede pertinente.



b)  $V_{\min}$  correspóndese coa menor tensión admisible seguinte:

i) No caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, a menor tensión considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar, indicada no número 2.1.1.

ii) No caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B ou C, a menor tensión admisible considerada dentro dos rangos normais de funcionamento establecidos polo xestor de rede pertinente.

2.3.5 Amortecemento das oscilacións de potencia. Os módulos de parque eléctrico de tipo C ou D poderán ter a capacidade de contribuír ao amortecemento das oscilacións de potencia. De ser o caso, o principio de funcionamento e os axustes e parámetros do control serán acordados entre o operador do sistema e o propietario do módulo de parque eléctrico.

En caso de non contribuír ao amortecemento das oscilacións de potencia, o deseño de todos os seus controis será tal que non contribúan a desamortecer as oscilacións de potencia existentes no punto de conexión entre 0,1 Hz e 1,5 Hz.

2.3.6 Capacidade para limitar a xeración de sobretensións transitorias. Os módulos de parque eléctrico de tipo C ou D e de tecnoloxía diferente á eólica dobremente alimentada limitarán a xeración de sobretensións transitorias durante o seu funcionamento todo o que o estado da arte permita. Con este fin, o módulo de parque eléctrico terá a capacidade técnica de aplicar o bloqueo da electrónica de potencia ou técnica similar, de maneira que non se inxecte corrente aparente ou se controle convenientemente a súa compoñente reactiva en menos de 5 ms, unha vez que a medida do valor eficaz da tensión do punto de conexión ou nos terminais das unidades de xeración supera 1,2 pu e se esta inxectando corrente reactiva. No caso de sobretensión tras despexamento de defecto, o bloqueo, ou técnica similar aplicada, realizárase nun tempo máximo de 30 ms tras o propio despexamento da falta se está inxectando corrente reactiva. Esta capacidade estará activa por defecto salvo indicación en contra do operador do sistema.

Por outro lado, os módulos de parque eléctrico de tipo B, C ou D que sexan de tecnoloxía diferente á eólica dobremente alimentada deberán cumprir cos límites de sobretensións máximas admisibles establecidos no número 4.7.5. da ITC-RAT 09 do Regulamento aprobado mediante o Real decreto 337/2014, do 9 de maio, polo que se aproba o Regulamento sobre condicións técnicas e garantías de seguridade en instalacións eléctricas de alta tensión.

O módulo de parque eléctrico de tipo A de tecnoloxía diferente á eólica dobremente alimentada non xerará sobretensións no punto de conexión da rede cumprindo cos límites indicados na táboa 6.

Táboa 6. Sobretensións máximas admisibles entre fases en función da duración da sobretensión no caso de módulos de parque eléctrico de tipo A.

Duración, t, da sobretensión (s)	Valor admisible da 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 dos módulos de parque eléctrico en mar aberto. Aos módulos de parque eléctrico en mar aberto conectados en corrente alterna á rede de transporte ou distribución seranlles de aplicación os mesmos requisitos de tensión establecidos para os módulos de parque eléctrico en terra conectados á rede de transporte ou distribución.

### 3. Requisitos de robustez

#### 3.1 Requisitos de robustez dos módulos de xeración de electricidade.

3.1.1 Capacidade para soportar ocós de tensión en caso de faltas equilibradas. Os perfís de tensión mínimos en función do tempo que deben ser quen de soportar os módulos de xeración de electricidade serán os que se indican a continuación. En todos os casos, os perfís representan o límite inferior da tensión no punto de conexión e expresan o seu valor real respecto ao seu valor de referencia 1 pu, antes, durante e despois dunha falta.

a) Módulos de xeración de electricidade síncronos de tipo B, C ou D conectados por debaixo do nivel de tensión de 110 kV. O perfil de tensión en función do tempo será o indicado na figura 13.

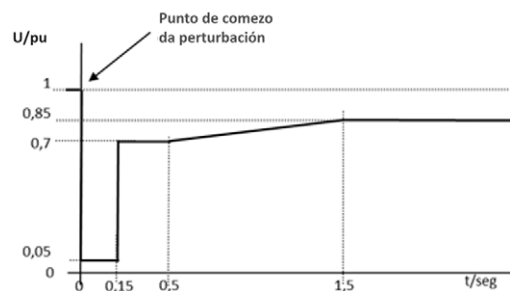


Figura 13. Perfil da capacidade para soportar ocós de tensión dun módulo de xeración de electricidade síncrono de tipo B, C ou D conectado a tensión inferior a 110 kV.

b) Módulos de parque eléctrico de tipo B, C ou D conectados por debaixo do nivel de tensión de 110 kV. O perfil de tensión en función do tempo será o indicado na figura 14.

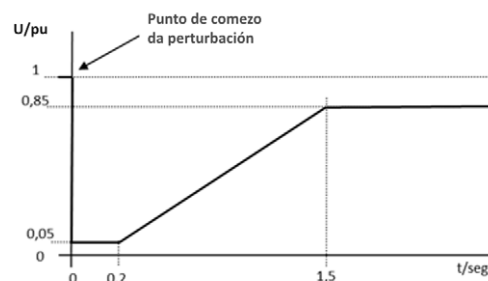


Figura 14. Perfil da capacidade para soportar ocós de tensión dun módulo de parque eléctrico de tipo B, C ou D conectado a tensión inferior a 110 kV.

c) Módulos de xeración de electricidade síncronos de tipo D conectados a tensión igual ou superior 110 kV. O perfil de tensión en función do tempo será o indicado na figura 15.

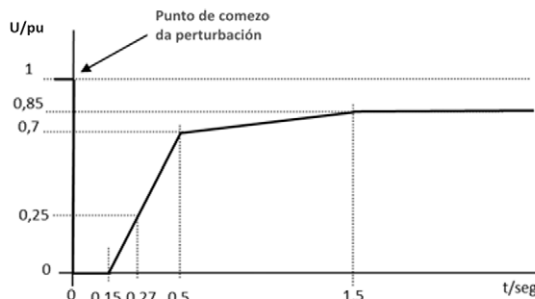


Figura 15. Perfil da capacidade para soportar ocios de tensión dun módulo de xeración de electricidade síncrono de tipo D conectado a tensión igual ou superior a 110 kV.

d) Módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a tensión igual ou superior a 110 kV. O perfil de tensión en función do tempo será o indicado na figura 16.

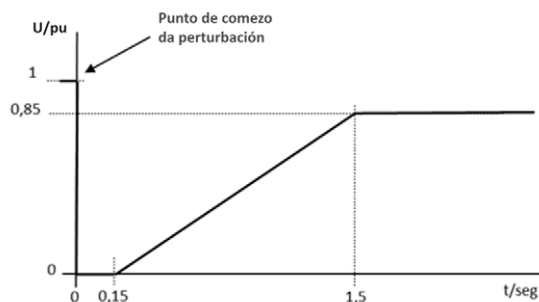


Figura 16. Perfil da capacidade para soportar ocios de tensión dun módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a tensión igual ou superior a 110 kV.

As condicións previas e posteriores ás faltas que cómpre ter en conta en relación coa capacidade de soportar ocios de tensión serán as seguintes, salvo especificación diferente na Norma técnica de supervisión de aplicación:

- a) A potencia de cortocircuíto previa e posterior á falta:
  - i) Para módulos de xeración de electricidade de tipo B ou C: 5 veces a súa capacidade máxima.
  - ii) Para módulos de parque eléctrico de tipo D: 5 veces a súa capacidade máxima.
  - iii) Para módulos de xeración eléctrica síncronos de tipo D: o 80 % da potencia de cortocircuíto mínima prevista no punto de conexión á rede.
- b) O punto de funcionamento considerado será o seguinte:
  - i) Potencia activa igual á capacidade máxima do módulo de xeración de electricidade.
  - ii) Potencia reactiva igual á máxima capacidade de absorción de potencia reactiva requirida á capacidade máxima de potencia activa conforme o establecido no número 2.2.1, no caso de módulos de xeración eléctrica síncronos, ou no número 2.3.2, no caso de módulos de parque eléctrico.
  - iii) A tensión corresponderase co mínimo valor para o cal se requira a máxima capacidade de absorción de potencia reactiva de conformidade co establecido no número 2.2.1, no caso de módulos de xeración eléctrica síncronos, ou no número 2.3.2, no caso de módulos de parque eléctrico.

3.1.2 Capacidade para soportar ocos de tensión en caso de faltas desequilibradas. En relación coa capacidade dos módulos de xeración de electricidade de tipo B, C ou D para soportar ocos de tensión en caso de faltas desequilibradas aplicará o seguinte:

a) No caso de cortocircuitos bifásicos á terra ou monofásicos, aplica o perfil correspondente da capacidade para soportar ocos de tensión para faltas equilibradas á menor das tensións fase-fase ou fase-terra.

b) No caso de cortocircuitos bifásicos illados de terra, aplica o perfil correspondente da capacidade para soportar ocos de tensión para faltas equilibradas á menor das tensións fase-fase.

c) No caso de que a rede a que se conecta o módulo de xeración de electricidade dispoña de neutro, poderase utilizar como referencia o dito neutro en lugar da terra para os efectos deste requisito.

3.1.3 Bloqueo da electrónica de potencia durante faltas. Co obxecto de facilitar o cumprimento da capacidade para soportar ocos de tensión polos módulos de parque eléctrico de tipo B, C ou D, aplica o seguinte:

a) Para tensións no punto de conexión ou dos terminais das unidades de xeración (fase-terra ou fase-fase, segundo o que aplique para os efectos do perfil da capacidade para soportar ocos de tensión en función do tipo de falta) inferiores a 0,2 pu permítese o bloqueo na electrónica de potencia e pódese deixar a cero a corrente aparente inxectada á rede, tendo en conta que:

i) O bloqueo na electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcorridos 100 ms, unha vez que a correspondente tensión supere o valor de 0,2 pu.

ii) Se o módulo de xeración de electricidade e as súas unidades de xeración constituíntes dispoñen de maior capacidade técnica, podendo evitar o bloqueo ou aplicalo a tensións inferiores a 0,2 pu, deberá ser comunicada ao xestor de rede pertinente nos trámites de acceso á rede. No caso de módulos de parque eléctrico con conexión na rede de distribución, esta información poderá ser solicitada polo operador do sistema ao xestor de rede pertinente.

b) En caso de que a rede a que se conecta o módulo de xeración de electricidade dispoña de neutro, poderase utilizar como referencia o dito neutro en lugar da terra.

Por requirimento do xestor da rede pertinente en coordinación co operador do sistema, o módulo de parque eléctrico terá a capacidade de aplicar o bloqueo da electrónica de potencia ou técnica similar, de maneira que non se inxecte corrente aparente ou se controle convenientemente a súa compoñente reactiva en menos de 5 ms se a medida do valor eficaz da tensión do punto de conexión ou dos terminais das unidades de xeración baixa do limiar que se lle requira. Neste caso, o limiar de tensión que se vaia solicitar, de ser o caso, será maior ou igual a 0,2 pu. Para a medida do valor eficaz da tensión permítese un tempo de ata 30 ms. No caso da tecnoloxía dobremente alimentada, permítese que durante o bloqueo a corrente non sexa nula.

Unha vez que a tensión supere o dito limiar anterior, deberase eliminar o bloqueo da electrónica de potencia ou técnica similar antes de transcorridos 100 ms.

## 3.2 Requisitos de robustez dos módulos de xeración de electricidade síncronos.

3.2.1 Capacidade para contribuír á recuperación da potencia activa despois dunha falta. Os módulos de xeración de electricidade síncronos dos tipos B, C ou D deberán recuperar a potencia activa previa á perturbación tan pronto como sexa posible, co obxecto de manter a estabilidade do sistema. Neste sentido, non aplicará ningunha lei ou estratexia de comportamento que comporte unha diminución ou atraso

da resposta en potencia do módulo de xeración de electricidade síncrono durante a perturbación. Non se consideran, a este respecto, as actuacións de emerxencia encamiñadas a evitar unha condición de perda de sincronismo e a desconexión do módulo.

Como límite máximo, nas correspondentes condicións de rede, previa e posterior á falta, establecidas para a capacidade de soportar ocós de tensión, a recuperación da potencia activa deberá cumprir as seguintes condicións:

a) Se a tensión residual no punto de conexión non baixa de 0,5 pu, o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 1 segundo unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais.

b) Se a tensión residual no punto de conexión baixa de 0,5 pu pero non baixa de 0,2 pu, o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais.

c) Se a tensión residual no punto de conexión baixa de 0,2 pu, o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 3 segundos unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais.

Se non se cumpre o requisito debido de que a tensión non se recupere coa suficiente rapidez, entón o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá estar entregando polo menos a corrente nominal.

Para efectos do cumprimento deste requisito, no caso de que a resposta en potencia activa sexa oscilante, considerarase a liña de tendencia da compoñente non oscilatoria da potencia activa con posterioridade ao despexamento da falta. A oscilación deberá presentar un amortecemento maior do 10 %.

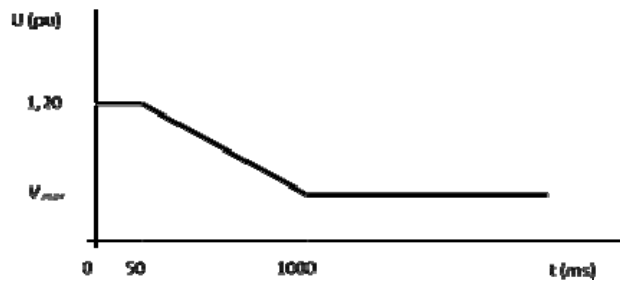
3.2.2 Capacidade para soportar saltos angulares. O módulo de xeración de electricidade síncrono tipo A, B, C ou D estará capacitado para soportar sen desconexión o peche das liñas da rede cunha diferenza angular entre polos do interruptor da liña de 30° e, ocasionalmente, de ata 35°.

3.2.3 Capacidade para soportar sobretensións transitorias. Os módulos de xeración de electricidade síncronos tipo D conectados á rede de transporte serán quen de permanecer conectados á rede e seguir funcionando de forma estable ante sobretensións<sup>(2)</sup>, nunha ou en todas as fases, de acordo coa figura 17.

---

2. Tensión eficaz á terra no punto de conexión

A este respecto, e para os efectos da pertinente protección das instalacións, deberase ter en conta que no sistema eléctrico poderían aparecer sobretensións superiores a 1,20 pu.



$V_{max}$ : maior tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar establecida no número 2.1.

Figura 17. Tempos mínimos de sobretensións no punto de conexión (tensión eficaz á terra nunha ou en todas as fases en valor unitario da base de tensión do punto de conexión) que debe ser quen de soportar sen desconectar un módulo de xeración de electricidade sincrónico tipo D conectado á rede de transporte.

Pola súa parte, os módulos de xeración de electricidade sincrónicos dos tipos B, C ou D non conectados na rede de transporte serán quen de permanecer conectados á rede e seguir funcionando de forma estable ante sobretensións temporais (tensión eficaz entre calquera par de fases no punto de conexión) de acordo coa figura 18. Se a rede a que se conecta o módulo de xeración de electricidade ten neutro, tamén será quen de permanecer conectado ante sobretensións fase-neutro.

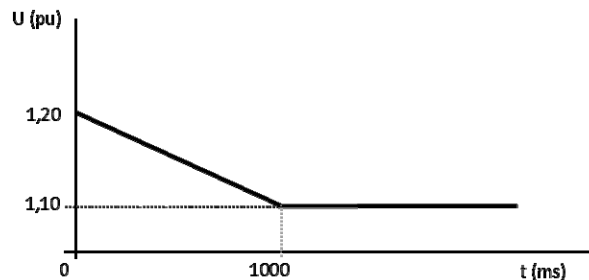


Figura 18. Tempos mínimos de sobretensións no punto de conexión (tensión eficaz entre calquera par de fases en valor unitario da base de tensión do punto de conexión) que debe ser quen de soportar sen desconectar un módulo de xeración de electricidade sincrónico dos tipos B, C ou D non conectado na rede de transporte.

### 3.3 Requisitos de robustez dos módulos de parque eléctrico.

3.3.1 Capacidade para contribuír á recuperación da potencia activa despois dunha falta. Os módulos de parque eléctrico dos tipos B, C ou D deberán proporcionar a potencia activa correspondente ao cumprimento da inxección de corrente activa indicada no desenvolvemento do requisito de inxección rápida de corrente (número 2.3.1) en función da tensión existente en cada momento. O cumprimento deste requisito deberase satisfacer coa mesma velocidade de resposta exixida para o requisito de inxección rápida de corrente. Unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, a potencia activa deberase recuperar tan pronto como sexa posible co obxecto de manter a estabilidade do sistema.

A recuperación da potencia activa, nas correspondentes condicións de rede, previa e posterior á falta, establecidas para a capacidade de soportar ocos de tensión, deberá cumprir as condicións que se indican a continuación:

a) Se a tensión residual no punto de conexión non baixa de 0,5 pu e o recurso primario o permite, o módulo de parque eléctrico deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 1 segundo unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais.

b) Se a tensión residual no punto de conexión baixa de 0,5 pu pero non baixa de 0,2 pu, o módulo de xeración de electricidade síncrono deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais

c) Se a tensión residual no punto de conexión baixa de 0,2 pu, o módulo de parque eléctrico deberá acadar o 95 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 3 segundos unha vez que a tensión acade ou supere 0,85 pu, e o 100 % da potencia previa á perturbación nun tempo inferior a 2 segundos adicionais.

Se non se cumpre o requisito debido de que a tensión non se recupere coa suficiente rapidez, entón o módulo de parque eléctrico deberá estar entregando, polo menos, a corrente nominal.

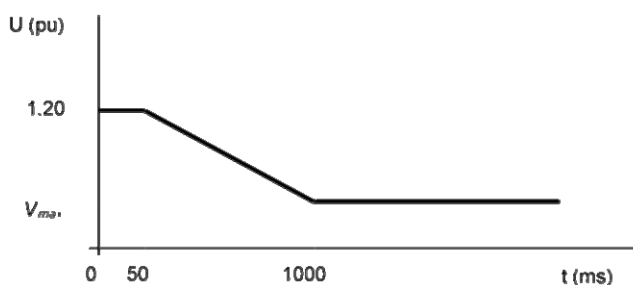
Para os efectos de cumprimento deste requisito no caso de que a resposta en potencia activa sexa oscilante, considerarase a liña de tendencia da compoñente non oscilatoria da potencia activa con posterioridade ao despexamento da falta. Adicionalmente, deberá presentar un amortecemento maior do 10 %.

3.3.2 Capacidade para soportar saltos angulares. O módulo de parque eléctrico de tipo A, B, C ou D terá capacidade para soportar, sen desconexión, saltos angulares de ata 20° no punto de conexión á rede derivados das manobras de interruptores da rede.

Adicionalmente, un módulo de parque eléctrico conectado á rede de distribución deberá soportar sen dano, permitíndose a súa desconexión, a reconexión fóra de sincronismo en previsión dun reenganche sen actuación da protección anti-illa.

3.3.3 Capacidade para soportar sobretensións transitorias. Os módulos de parque eléctrico de tipo D conectados á rede de transporte serán quen de permanecer conectados á rede e seguir funcionando de forma estable ante sobretensións (tensión eficaz á terra no punto de conexión), nunha ou en todas as fases, de acordo coa figura 19.

A este respecto, e para os efectos da pertinente protección das instalacións, deberase ter en conta que no sistema eléctrico poderían aparecer sobretensións superiores a 1,20 pu.



(\*) V<sub>max</sub>: maior tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar en virtude do establecido no Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, ou, no caso de non aplicabilidade deste, a maior tensión admisible considerada dentro dos rangos normais de funcionamento

Figura 19. Tempos mínimos de sobretensións no punto de conexión (tensión eficaz á terra nunha ou en todas as fases en valor unitario da base de tensión do punto de conexión) que debe ser quen de soportar sen desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado na rede de transporte r.

Pola súa parte, os módulos de parque eléctrico dos tipos B, C ou D non conectados á rede de transporte serán quen de permanecer conectados á rede e seguir funcionando de forma estable ante sobretensións temporais (tensión eficaz entre calquera par de fases no punto de conexión) de acordo coa figura 20. Se a rede a que se conecta o módulo de xeración de electricidade ten neutro, tamén será quen de permanecer conectado ante sobretensións fase-neutro.

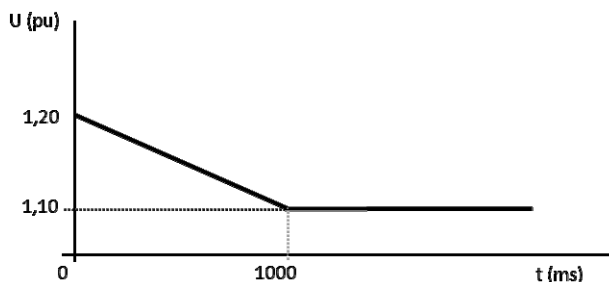


Figura 20. Tempos mínimos de sobretensións no punto de conexión (tensión eficaz entre calquera par de fases en valor unitario da base de tensión do punto de conexión) que debe ser quen de soportar sen desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C ou D non conectado á rede de transporte.

Co obxecto de facilitar a capacidade para soportar sobretensións transitorias polos módulos de parque eléctrico, permítese o bloqueo na electrónica de potencia ou técnica similar (podendo deixar a cero a corrente aparente inxectada á rede) para tensións superiores a  $V_{\max}$  no punto de conexión e, en ausencia de maior capacidade técnica, tamén en elementos interiores da instalación. A este respecto, un módulo de parque eléctrico cumprirá o seguinte:

- a) O bloqueo na electrónica de potencia deberase eliminar antes de transcorridos 100 ms unha vez que a tensión caia por debaixo do valor  $V_{\max}$ .
- b) No caso de que exista un transformador intermedio con cambiador de tomas en carga e a capacidade dos elementos interiores da instalación sexa tal que teña que facer uso da posibilidade de bloqueo da electrónica de potencia por tensión nos ditos elementos, a xestión do cambiador será tal que minimize o uso do dito bloqueo.

A capacidade técnica de soportar sobretensións transitorias por parte dun módulo de parque eléctrico e das súas unidades de xeración constituíntes deberá ser comunicada ao xestor de rede pertinente nos trámites de acceso e conexión á rede.

#### 4. Requisitos de restablecemento

4.1 Capacidade técnica de reconexión tras perturbación. Un módulo de xeración de electricidade de tipo B, C ou D poderá ser quen de volverse conectar á rede despois dunha desconexión accidental provocada por unha perturbación na rede, coas seguintes condicións:

- a) Frecuencia dentro do rango 47,5-51,5 Hz durante un tempo axustable.
- b) Tensión dentro do rango establecido polo xestor de rede pertinente:
  - i) Para a rede de tensión superior ou igual a 220 kV: o rango delimitado entre a menor e maior tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar establecidas no número 2.1.
  - ii) Para a rede de tensión inferior a 220 kV: os límites de tensión son 0,9 e 1,1 pu.
- c) As instalacións deberanse equipar cun dispositivo que non permita o acoplamento tras a actuación do relé de sobrefrecuencia, salvo que a frecuencia se encontre dentro dun rango parametrizable dentro dos valores do rango anterior durante un tempo axustable.

A autorización de uso desta capacidade por parte do módulo de xeración de electricidade está regulada no P.O.1.6, indicando os rangos prácticos de frecuencias, tensións e tempos de observación para a permisibilidade da reconexión, os cales poderán ser máis reducidos que os aquí expostos a título de capacidade técnica.

4.2 Arranque autónomo. O módulo de xeración de electricidade de tipo C ou D e con capacidade de arranque autónomo deberá ser quen de poñerse en marcha ata unha



potencia estable, desde a súa desconexión total sen subministración de enerxía eléctrica externa, nun tempo inferior a 15 minutos.

4.3 Capacidade de resincronización rápida. O tempo de funcionamento mínimo do módulo de xeración de electricidade de tipo C ou D, tras cambiar a operación sobre consumos propios, será de 4 horas, se o recurso primario o permite.

Non obstante, en casos concretos xustificados, o xestor de rede pertinente en coordinación co operador do sistema poderá requirir un tempo mínimo superior.

## 5. *Requisitos de xestión do sistema*

5.1 Intercambio de información. Para os módulos de xeración de electricidade de tipo A, B, C ou D será de aplicación o recollido no procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema e, en todo caso, na normativa que ao respecto se aprobe para o intercambio de información cos xestores da rede.

5.2 Modelos de simulación. Para os módulos de xeración de electricidade de tipo C ou D, a información que cómpre achegar relativa aos modelos de simulación, en cumprimento do requirido polo Regulamento (UE) 2016/631, do 14 de abril de 2016, queda determinada polo procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema e, en todo caso, na normativa que ao respecto se aprobe para o intercambio de información cos xestores de rede.

5.3 Calidade de produto. Os módulos de xeración de electricidade de tipo D conectados á rede de transporte deberán cumprir cos parámetros de calidade de produto establecidos para instalacións que se conectan á rede de transporte no procedemento de operación 12.2.

O módulo de parque eléctrico de tipo A debe garantir que a corrente continua inxectada non supere o 0,5 % da corrente nominal.

5.4 Esquemas de protección e os seus axustes. A este respecto, os módulos de xeración de electricidade de tipo D conectados á rede de transporte cumpriran o establecido para as instalacións conectadas á rede de transporte no procedemento de operación 12.2.

En canto aos módulos de xeración de electricidade de tipo B, C e D non conectados á rede de transporte, distínguense dous casos:

a) Módulos de xeración de electricidade aos cales lles sexa de aplicación o documento «Criterios xerais de protección do sistema eléctrico peninsular español», aprobado pola extinta Comisión Nacional de Enerxía (actualmente Comisión Nacional dos Mercados e da Competencia).

Neste caso, o sistema de protección da instalación de enlace e o módulo de xeración de electricidade cumpriran, polo menos, co dito documento. Así mesmo, os módulos de xeración de electricidade soportarán sen danarse as faltas cos seus correspondentes tempos de despexamento, segundo aparecen definidas no mencionado documento.

b) Módulos de xeración de electricidade aos cales non lles sexa de aplicación o citado documento «Criterios xerais de protección do sistema eléctrico peninsular español».

Neste caso, os sistemas de protección dos módulos de xeración de electricidade conectados a tensión superior a 1 kV cumpriran co indicado na ITC-RAT 09 do Regulamento sobre condicións técnicas e garantías de seguridade en instalacións eléctricas de alta tensión ou regulamentación específica en materia de seguridade e protección que lles resulte de aplicación.

Os módulos de xeración de electricidade conectados a tensión igual ou inferior a 1 kV cumpriran o indicado no Real decreto 1699/2011, do 18 de novembro, polo que se regula a conexión á rede de instalacións de produción de enerxía eléctrica de pequena potencia, e na ITC-BT 40 do Regulamento electrotécnico para baixa tensión.

Os axustes de protección definiranse na normativa técnica de cada xestor da rede de distribución atendendo ás características da rede no punto de conexión.

5.5 Criterios de detección de perda de estabilidade angular ou de perda de control. Os propietarios de módulos de xeración de electricidade de tipo C ou D comunicarán ao xestor da rede pertinente e ao operador do sistema os criterios de perda de estabilidade. O xestor da rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, analizará e validará os ditos criterios e os axustes propostos, se foren de aplicación.

5.6 Instrumentación. No caso de módulos de xeración de electricidade de tipo C e D, a activación de calquera relé de protección deberá quedar rexistrada xunto á oscilografía. O propietario do módulo de xeración de electricidade terá a obrigaçión de facilitar ao xestor de rede pertinente o rexistro de faltas e a oscilografía, por petición del.

5.7 Modo de conexión á terra do neutro dos transformadores elevadores. En relación coa conexión á terra do neutro dos transformadores elevadores, os módulos de xeración de electricidade de tipo D conectados á rede de transporte cumprarán co especificado no procedemento de operación 12.2.

En canto aos módulos de xeración de electricidade tipo C e D non conectado á rede de transporte, o esquema de conexión non afectará o funcionamento e a operación da rede. Pola súa parte, o tratamento do neutro nunca achegará corrente de neutro ante faltas á terra na rede a que se encontra conectado, salvo indicación en contra do xestor de rede de distribución. Para iso, o enrodelamento de alta dos transformadores de acoplamento á rede dos módulos de xeración de electricidade será preferentemente en triángulo ou estrela sen conexión do neutro á terra, pero con illamento pleno e accesible.

5.8 Axustes de dispositivos de sincronización. En relación cos axustes dos dispositivos de sincronización, os módulos de xeración de electricidade de tipo D conectados á rede de transporte cumprarán co especificado ao respecto no procedemento de operación 12.2.

5.9 Limitación ás ramplas de subida e baixada da potencia. Os módulos de xeración de electricidade de tipo C ou D terán a capacidade de aplicar limitacións ao valor das ramplas de subida ou baixada da produçión. En calquera caso, sempre serían dentro do rango onde dispoñen de capacidade técnica de subida e baixada da potencia de acordo co establecido no número 1.6 deste anexo e considerando a súa tecnoloxía e a dispoñibilidade do recurso primario en cada momento.

As ditas limitacións ás ramplas serán establecidas polo xestor de rede pertinente, en coordinación co operador do sistema, en tempo real, obedecendo a unha porcentaxe máxima de variación da xeración respecto á capacidade máxima do módulo de xeración de electricidade nun rango de 15 minutos.

Estas limitacións ás ramplas de subida e baixada non se aplican ás modificacións de potencia derivadas da actuación dos modos MRPF, MRPFL-O e MRPFL-U correspondentes ás variacións da frecuencia.

## ANEXO II

### Requisitos técnicos para a conexión á rede de instalacións de demanda e distribución

#### 1. Requisitos de frecuencia

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte, as instalacións de distribución conectadas á rede de transporte e as redes de distribución deben ser quen de permanecer conectadas á rede e funcionar, sen dano, dentro dos rangos de frecuencia e períodos de tempo especificados a continuación:

Zona	Rango de frecuencias	Período de tempo de funcionamento
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

Malia o anterior, no caso de instalacións de distribución conectadas á rede de transporte e instalacións de consumo conectadas á rede de transporte, os rangos de frecuencia indicados na táboa anterior modifícanse en función da tensión, de acordo coa figura 1 e coa figura 2, as cales indican, dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión, o tempo mínimo que a instalación deberá permanecer conectada á rede.

U (pu para base igual ou maior de 300 kV e igual ou menor de 400 kV)

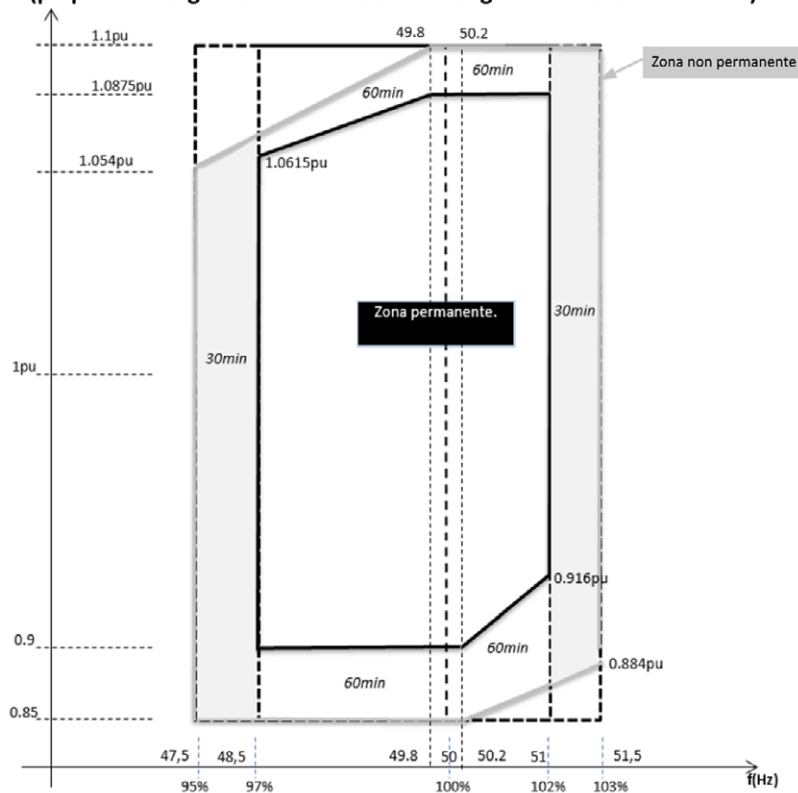


Figura 1. Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser quen de soportar as instalacións de distribución conectadas á rede de transporte, no caso de que a tensión nominal do punto de conexión sexa igual ou maior de 300 kV e igual ou menor de 400 kV.

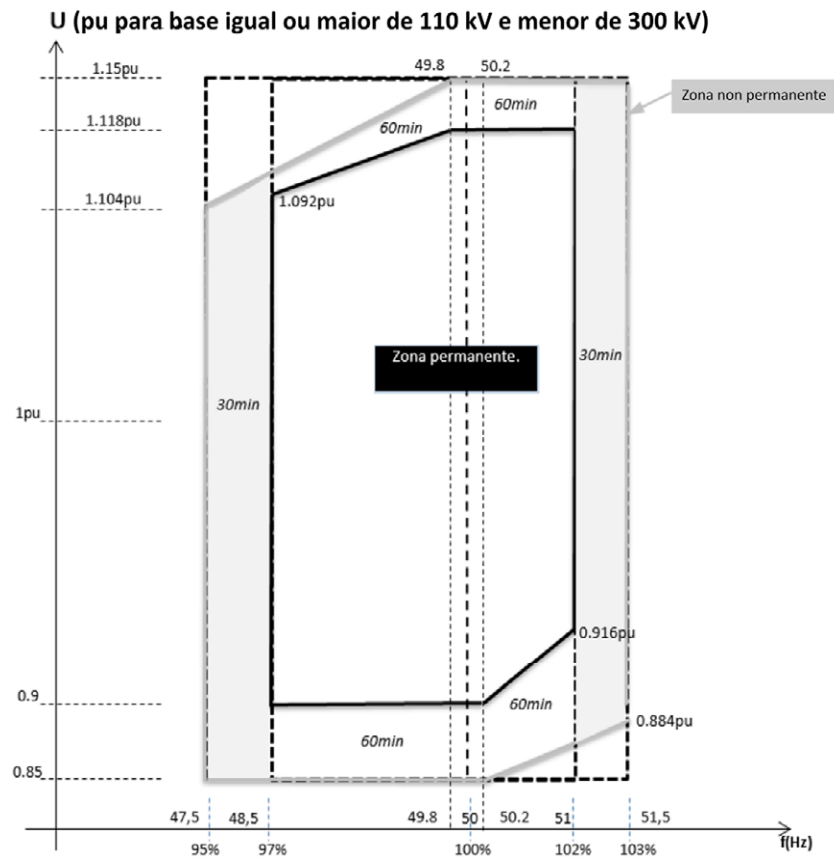


Figura 2. Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser quen de soportar as instalacións de distribución conectadas á rede de transporte, no caso de que a tensión nominal do punto de conexión sexa igual ou maior de 110 kV e menor de 300 kV.

Se resulta tecnicamente viable establecer rangos de frecuencia máis amplos ou períodos de funcionamento mínimos máis prolongados, o propietario da instalación de consumo conectada á rede de transporte ou o xestor da rede de distribución poderá acordar co operador do sistema rangos de frecuencia máis amplos ou períodos de funcionamento mínimos máis prolongados.

## 2. Requisitos de tensión

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte, as instalacións de distribución conectadas á rede de transporte e as redes de distribución deben ser quen de permanecer conectadas á rede e de funcionar dentro dos rangos de tensión no punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto á base de tensión e durante os períodos de tempo mínimo especificados a continuación:

a) Cando a tensión de base para os valores pu se sitúa nun valor igual ou superior a 110 kV e ata un valor inferior a 300 kV:

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,90 pu-1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu-1,15 pu	60 minutos

b) Cando a tensión de base para os valores pu se sitúa entre 300 kV e 400 kV:

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,90 pu-1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu-1,10 pu	60 minutos

Nos casos de sobretensión e subfrecuencia simultáneas ou subtensión e sobrefrecuencia simultáneas, as instalacións de distribución conectadas directamente á rede de transporte ou as instalacións de consumo conectadas directamente á rede de transporte poderanse acoller ao establecido no número 1.1, con respecto ás variacións combinadas de frecuencia e tensión.

Adicionalmente, para aquelas instalacións conectadas á rede de transporte a un nivel de tensión inferior a 110 kV resultan de aplicación os mesmos rangos de tensión que sexan de aplicación nas redes de distribución para cada nivel de tensión, segundo a normativa que corresponda.

### 3. *Requisitos de potencia de cortocircuíto*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e as redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán cumprir co establecido no procedemento de operación 12.2.

### 4. *Requisitos de potencia reactiva*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e as redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán ser quen de funcionar en réxime permanente no seu punto de conexión dentro dun rango de potencia reactiva de factor de potencia 0,9 capacitivo a 0,9 indutivo.

### 5. *Requisitos de protección*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e as redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán cumprir co establecido no procedemento de operación 12.2, así como no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016.

### 6. *Requisitos de control*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e as redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán cumprir co establecido nos procedementos de operación 12.2, así como no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e nos procedementos de operación 11.2 e 11.3.

O acordo entre o operador do sistema e o propietario da instalación de consumo conectada á rede de transporte ou o propietario da instalación de distribución conectada á rede de transporte deberá conter, polo menos, os seguintes elementos:

- a) Funcionamento illado (rede).
- b) Amortecemento de oscilacións, que contén cos dispositivos adecuados.
- c) Perturbacións da rede de transporte.
- d) Cambio automático á subministración de emerxencia e restablecemento á topoloxía normal.
- e) Reconexión automática do interruptor (en faltas monofásicas).

### *7. Requisitos de desconexión e reconexión de demanda*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e as redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán cumprir cos requisitos relacionados coas capacidades funcionais de deslastre de cargas por mínima frecuencia establecidos no Regulamento (UE) n.º 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e no Regulamento (UE) 2017/2196 da Comisión, do 24 de novembro de 2017, polo que se establece un código de rede relativo a emerxencia e reposición do servizo.

Por outra parte, todos os transformadores de distribución que se conecten directamente á rede de transporte, así como os transformadores de consumidores directamente conectados á rede de transporte, deberán ser quen de bloquear os reguladores de tomas automáticos de maneira remota por petición do operador do sistema.

En relación coa desconexión ou reconexión dunha instalación de consumo conectada á rede de transporte ou unha rede de distribución conectada á rede de transporte, todas as instalacións de demanda conectadas á rede de transporte e redes de distribución conectadas á rede de transporte deberán cumprir os requisitos establecidos no procedemento de operación 1.6 e no Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016.

### *8. Calidade de subministración*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte deberán cumprir co establecido no procedemento de operación 12.2.

En relación coas instalacións de distribución novas conectadas á rede de transporte para a subministración a novas instalacións de demanda conectadas á rede de distribución, cuxas perturbacións poidan afectar a rede de transporte, e a partir da primeira unidade de transformación que se conecte nunha mesma subestación da rede de transporte na súa relación de transformación, analizarase caso por caso o alcance da aplicación ás ditas unidades dos límites de emisión das características da onda de tensión indicados no procedemento de operación 12.2. para as instalacións de xeración e de consumo conectadas á rede de transporte.

Adicionalmente, aquelas instalacións de demanda con conexión á rede de distribución que teñan afección significativa na rede de transporte para efectos de calidade de onda deberán cumprir cos límites de emisión das características da onda de tensión indicados no procedemento de operación 12.2. para as instalacións de xeración e de consumo conectadas á rede de transporte nos termos recollidos no dito procedemento de operación.

Para estes efectos, considérase que as instalacións de demanda con conexión á rede de distribución teñen afección significativa, para efectos de calidade de onda, se están conectadas a un nivel de tensión con transformación directa á rede de transporte cuxa potencia asociada aos dereitos de extensión sexa igual ou superior a 20 MW.

### *9. Requisitos de intercambio de información*

Ás instalacións de demanda conectadas á rede de transporte, ás instalacións de distribución conectadas á rede de transporte e ás redes de distribución seralles de aplicación o recollido no procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema e, en todo caso, na normativa que se aprobe ao respecto.

### *10. Modelos de simulación*

Ás instalacións de demanda conectadas á rede de transporte, ás instalacións de distribución conectadas á rede de transporte e ás redes de distribución seralles de aplicación o recollido no procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema e, en todo caso, na normativa que se aprobe ao respecto.

Ao respecto de instalacións de demanda conectadas á rede de transporte, deberán instalar un rexistrador de datos de medidas da potencia activa, potencia reactiva, tensión e frecuencia, cun período de mostraxe inferior a 50 ms, co fin de comparar a resposta dos modelos con rexistros reais.

No caso de instalacións de rede de distribución conectadas á rede de transporte, o operador do sistema poderá requirir a instalación dun rexistrador de datos de medidas da potencia activa, potencia reactiva, tensión e frecuencia, cun período de mostraxe inferior a 50 ms, co fin de comparar a resposta dos modelos con rexistros reais.

#### 11. *Requisitos específicos de resposta de demanda*

As instalacións de demanda conectadas á rede de transporte que presten servizos de resposta de demanda deberán cumprir cos requisitos establecidos no anexo II e, de ser o caso, no procedemento de operación 12.2, así como cos requisitos específicos do servizo que presten conforme o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e que se desenvolvan na normativa correspondente.

As instalacións de demanda conectadas á rede de distribución a un nivel de tensión igual ou superior a 110 kV que presten servizos de resposta de demanda ao operador do sistema, conforme o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, deberán cumprir cos rangos de frecuencia e de tensión establecidos nos números 1 e 2 do anexo II para as instalacións conectadas á rede de transporte, así como cos requisitos de intercambio de información establecidos no procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema. Estas instalacións cumprirán cos requisitos específicos do servizo que presten conforme o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e que se desenvolverán na normativa correspondente.

As instalacións de demanda conectadas á rede de distribución a un nivel de tensión inferior a 110 kV que presten servizos de resposta de demanda ao operador do sistema, conforme o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, serán quen de funcionar por un tempo ilimitado para o rango de tensión entre 0,9 pu e 1,1 pu, así como cos requisitos de intercambio de información establecidos no procedemento de operación que regule a información intercambiada polo operador do sistema. Estas instalacións cumprirán cos requisitos específicos do servizo que presten conforme o Regulamento (UE) 2016/1388, do 17 de agosto de 2016, e que se desenvolvan na normativa correspondente.

### ANEXO III

#### Requisitos para a conexión de sistemas de alta tensión en corrente continua (sistemas HVDC)

##### 1. *Rangos de frecuencia*

Un sistema HVDC debe ser quen de permanecer conectado á rede, mantendo as súas capacidades nominais, dentro dos rangos de frecuencia e períodos de tempo especificados na seguinte táboa:

Táboa 1. Períodos de tempo mínimos durante os cales un sistema HVDC debe ser quen de permanecer conectado á rede mantendo as súas capacidades nominais

Rango de frecuencias	Período de tempo de funcionamento
47,0 Hz-47,5 Hz	60 segundos
>47,5 Hz-51,5 Hz	Ilimitado
>51,5 Hz-52,0 Hz	15 minutos

## 2. Capacidade de soportar derivadas de frecuencia

Un sistema HVDC será quen de soportar os valores de derivadas de frecuencia aos cales se refire o artigo 12 do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, que non deberán ser entendidos como axustes de sistemas de protección por derivada de frecuencia.

### 3. Controlabilidade da potencia activa, intervalo de control e taxa de incremento

3.1 Capacidade de control da potencia activa. Un sistema HVDC deberá ser quen de xestionar a súa potencia activa desde a súa capacidade mínima ata a súa capacidade máxima de transporte ante unha consigna do operador do sistema, a cal deberá ter en conta as seguintes consideracións mínimas:

a) A potencia activa dun sistema HVDC deberá poder modificarse en chanzos de potencia activa de polo menos 1 MW, sen prexuízo de que, en casos específicos, o dito chanzo mínimo poida ser reducido polo operador do sistema.

b) O valor da potencia activa mínima de transporte dun sistema HVDC en cada dirección definirase tras unha análise individualizada de cada proxecto.

c) O sistema HVDC deberá ser quen de recibir consignas de potencia activa transportada e deberá ser quen de reaxustar a súa potencia activa transportada tras a recepción dunha nova consigna de potencia, que se podería recibir cada 1,5 segundos. O tempo máximo desde que se recibe a nova consigna ata que o sistema HVDC comeza a modificar a súa potencia activa transportada non será superior a 200 ms. Por petición do titular da instalación, o operador do sistema poderá acordar tempos superiores tras unha análise individual de cada proxecto.

O modo por defecto de control da potencia activa dun sistema HVDC será o de consigna fixa, que se entende como o modo de control en que a potencia activa a través do sistema HVDC será igual á consigna establecida por petición do operador do sistema, sen prexuízo de que, adicionalmente, outras funcións de control automático implementadas no sistema HVDC poidan modificar o dito valor. Non obstante, o operador do sistema, tras unha análise individualizada de cada proxecto, poderá requirir outros modos de control adicionais da potencia activa dun sistema HVDC, para o cal o operador do sistema deberá especificar o principio de funcionamento do dito modo de control e os parámetros asociados, así como o criterio de activación.

Salvo indicación en contra por parte do operador do sistema, os sistemas HVDC deberán ser quen de realizar unha inversión rápida da potencia activa, que se entende como a capacidade de modificar a potencia dun sistema HVDC desde a capacidade máxima de transporte de potencia activa nunha dirección, ata a capacidade máxima de transporte de potencia activa na outra dirección, tan rápido como sexa tecnicamente posible e sempre nun tempo inferior a 1 segundo. No caso de que o número de inversións estea tecnicamente limitado, será o máximo posible, ben que en calquera caso o dito número máximo de inversións deberá ser aceptado polo operador do sistema.

3.2 Ramplas de potencia activa. Tras unha orde de cambio de potencia activa por parte do operador do sistema, o sistema HVDC debe ser quen de modificar a súa potencia activa o máis rapidamente posible e o propietario deberalle comunicar ao operador do sistema os valores máximo e mínimo da rampla de potencia activa que o sistema HVDC é quen de soportar.

Non obstante, o operador do sistema deberá poder axustar o valor da rampla, polo menos, desde 1 MW/min ata 5 veces a súa potencia máxima por minuto, parametrizables en chanzos de 1 MW/min.

Cando o sistema HVDC se encontre modificando a súa potencia activa cun valor determinado da rampla, a dita rampla poderase bloquear en calquera momento, de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto, de tal forma que o valor de potencia activa transportada polo sistema HVDC deixe de variar e permaneza constante no valor de



potencia activa que tiña antes de executar o dito bloqueo da rampla. Igualmente, de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto, a dita rampla deberá poder continuar tras o dito bloqueo.

3.3 Automatización do sistema. Co obxecto de aumentar a controlabilidade automática da potencia activa transportada polo sistema HVDC, serán necesarias as seguintes funcións de control.

3.3.1 Rango de operación de potencia activa. O sistema HVDC deberá estar dotado dunha funcionalidade que permita limitar a potencia activa dentro dun rango de operación establecido polo operador do sistema, é dicir, entre un límite máximo e un límite mínimo de potencia activa, de tal forma que o valor da potencia activa transportada a través do sistema HVDC non poida saír do dito rango. Os valores limiar máximo e mínimo de potencia activa que conforman o rango de operación limitado deberán poder ser enviados polo operador do sistema de forma remota ao sistema de control do sistema HVDC e nunca poderán ser superados.

3.3.2 Accións correctivas de modulación da potencia activa. De conformidade co establecido no artigo 13.3 do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, o sistema HVDC estará equipado cunha función de control que, en caso de chegada dun sinal externo, permita que se leven a cabo accións correctivas, mediante as cales a potencia activa do sistema HVDC se vexa automaticamente modificada. En caso de activación da acción correctiva, o sistema HVDC deberá ser quen de:

a) Modificar os límites mínimo e máximo do rango de operación da potencia activa do sistema HVDC, tal como se definiron no número 3.3.1, e/ou

b) Modificar a consigna de potencia activa transportada polo sistema HVDC ata un novo valor, que será ou ben un novo valor preestablecido ou ben un novo valor resultado de sumarlle ao valor inicial un incremento de potencia preestablecido e sempre inferior á capacidade máxima do sistema HVDC. Para a modificación da potencia activa transportada polo sistema HVDC, deberase ter en conta un novo valor da rampla de variación de potencia activa preestablecida dentro do rango completo de ramplas declarado polo propietario do sistema HVDC.

Dado que esta funcionalidade é necesaria para que o sistema HVDC poida adoptar accións correctivas automaticamente en función das condicións do sistema eléctrico e que, polo tanto, está condicionada pola topoloxía da rede, tras unha análise individual de cada proxecto, o operador do sistema deberá especificar o número de accións correctivas necesarias, as características dos sinais externos de activación, así como a lóxica de activación da acción correctiva. Os axustes dos parámetros preestablecidos asociados a cada acción correctiva deberán ser establecidos polo operador do sistema e poderán ser modificados de forma remota.

Estas accións correctivas de modulación da potencia activa deberanse executar o máis rapidamente posible e sen considerar os requisitos para as ramplas de potencia establecidas no número 3.2.

#### 4. *Requisitos de potencia activa en función das variacións de frecuencia*

De conformidade co establecido no artigo 15 e no anexo II do Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, os requisitos de potencia activa en función das variacións de frecuencia comprenden tres modos de control: o modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF), o modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O) e o modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U). A acción destes debe ser entendida de forma acumulativa á consigna de potencia activa transportada polo sistema HVDC ou a calquera outro modo de control da potencia activa previsto para o sistema HVDC.

Tras unha análise individualizada de cada proxecto, o operador do sistema especificará a necesidade destes modos de regulación e os parámetros asociados a eles dentro dos rangos establecidos no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

Así mesmo, tras a análise individualizada de cada proxecto, o operador do sistema especificará os detalles adicionais asociados aos ditos modos de control, tales como funcións adicionais de control, medida, monitorización ou bloqueo, atendendo para iso a factores como topoloxía da rede próxima á cal o sistema HVDC se vai conectar, características dos sistemas que o sistema HVDC interconectará ou tipo de acoplamento de frecuencia que se queira realizar entre os extremos do sistema HVDC, entre outros.

Adicionalmente, o operador do sistema poderá requirir que os sistemas HVDC inclúan un modo de control da frecuencia que consista nun control continuo, que deberá producir incrementos ou decrementos de potencia activa en resposta a variacións de frecuencia, se esta for diferente nos extremos do sistema HVDC. O principio de funcionamento deste control e os parámetros asociados deberán ser establecidos polo operador do sistema.

#### 5. Máxima potencia activa perdida

O operador do sistema poderá determinar o valor máximo de perda de inxección de potencia activa dun sistema HVDC, tras unha análise individual de cada proxecto.

#### 6. Rangos de tensión

Os sistemas HVDC deberán ser quen de permanecer conectados á rede, mantendo as súas capacidades nominais, sempre que a tensión no punto de conexión se encontre dentro dos rangos de tensión e períodos de tempo especificados na táboa 2 e na táboa 3, en función da súa tensión nominal.

Táboa 2. Períodos de tempo mínimos durante os cales o sistema HVDC debe ser quen de funcionar sen se desconectar da rede para tensións nominais do punto de conexión á rede iguais ou maiores que 110 kV e menor que 300 kV

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,85 pu-1,118 pu	Ilimitado
$g \geq 1,118$ pu-1,15 pu	60 minutos

Táboa 3. Períodos de tempo mínimos durante os cales o sistema HVDC debe ser quen de funcionar sen se desconectar da rede para tensións nominais do punto de conexión á rede entre 300 kV e 400 kV (ambos os valores incluídos)

Rango de tensión	Período de tempo de funcionamento
0,85 pu-1,0875 pu	Ilimitado
$\geq 1,0875$ pu-1,10 pu	60 minutos

No caso de sistemas HVDC conectados a unha rede de tensión nominal inferior a 110 kV, consideraranse os períodos de tempo mínimos e rangos de tensión que estableza o xestor da rede pertinente.

#### 7. Control de inxección rápida de corrente

Os sistemas HVDC deberán estar dotados dunha función de control que active a inxección ou absorción rápida de corrente xestionándoa mediante un control continuo durante o réxime perturbado. A dita función de control deberá cumprir cos requisitos que se expoñen a continuación, sen prexuízo de que o operador do sistema, en coordinación

co propietario do sistema HVDC, poida propoñer outro principio de funcionamento deste control.

O control de inxección ou absorción rápida de corrente comezará a súa actividade no momento en que a tensión eficaz do punto de conexión do sistema HVDC,  $U$ , saia do rango  $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$ , xa sexa por subtensión ou sobretensión. Tras unha análise individual de cada proxecto, o operador do sistema, en coordinación co propietario do sistema HVDC, establecerá os valores de  $U_{min1}$  e  $U_{max1}$ , que deberán ser parametrizables. Non obstante, a modo indicativo para a correcta comprensión do requisito,  $U_{min1}$  estaría normalmente dentro do rango de tensións entre 0,90 pu e 0,85 pu, e  $U_{max1}$  estaría normalmente comprendido entre 1,05 pu e 1,1 pu.

Unha vez activado, este control permanecerá activo ata que a tensión eficaz no punto de conexión,  $U$ , se volva encontrar dentro do rango  $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$ . Tras a desactivación deste control, o sistema HVDC retornará ao réxime de funcionamento previo á perturbación, sen prexuízo de que, posteriormente, se se volve dar a condición de activación, o control se deberá volver activar.

En caso de perturbacións equilibradas, a inxección ou absorción rápida de corrente será tal que o sistema HVDC deberá inxectar ou absorber, en función da tensión eficaz no punto de conexión,  $U$ , mediante un control continuo, unha corrente reactiva,  $\Delta I_r$ , igual que a indicada na figura 1, de forma incremental á corrente reactiva previa á perturbación.

En caso de perturbacións desequilibradas, empregárase un control similar. Non obstante, esta corrente inxectarase ou absorberá intensidades de secuencia directa e inversa (segundo lle corresponda ao tipo de desequilibrio) no punto de conexión á rede.

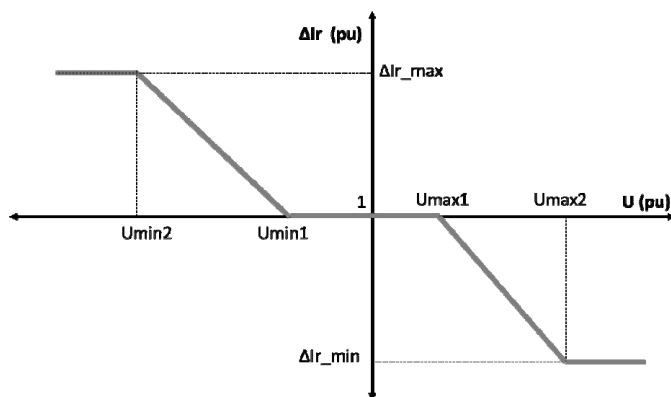


Figura 1. Inxección/absorción de corrente reactiva adicional requirida en función do valor da tensión no punto de conexión do sistema HVDC.  $\Delta I_r$  representa o incremento da corrente reactiva inxectada polo sistema HVDC con respecto á corrente reactiva previa á perturbación.  $U$  representa o valor da tensión eficaz no punto de conexión.

Tras unha análise individual de cada proxecto, o operador do sistema, en coordinación co propietario do sistema HVDC, establecerá os valores de  $U_{min2}$  e  $U_{max2}$ , que deberán ser parametrizables. Non obstante, a modo indicativo para a correcta comprensión do requisito,  $U_{min2}$  estaría normalmente dentro do rango de tensións entre 0,85 pu e 0,6 pu, e  $U_{max2}$  estaría normalmente comprendido entre 1,1 pu e 1,4 pu.

A inxección ou absorción rápida de corrente reactiva provista por esta función de control,  $\Delta I_r$ , debe ser adicional á provista polo control de tensión de réxime permanente, tal e como se describe no número 10 deste anexo, relativo aos modos de control da potencia reactiva. A corrente total inxectada ou absorbida polo sistema HVDC será, como mínimo, de 1 pu, ben que poderá ser maior en caso de que o sistema HVDC teña maior capacidade que a corrente nominal. Adicionalmente á compoñente de corrente reactiva total resultante da acción acumulada desta función de control e do control da potencia reactiva en réxime permanente segundo o número 10, o sistema HVDC deberá inxectar compoñente de corrente activa ata acadar a corrente nominal do módulo de parque eléctrico, ou a súa capacidade máxima.

En caso de perturbacións desequilibradas, empregarase un control similar ao descrito para perturbacións equilibradas, ben que se inxectarán ou absorberán intensidade de secuencia directa e inversa, segundo corresponda ao tipo de desequilibrio no punto de conexión á rede. Os detalles desta funcionalidade serán acordados entre o operador do sistema e o propietario do sistema HVDC tras unha análise individual de cada proxecto.

En canto á velocidade de resposta da inxección ou absorción rápida de corrente, o sistema HVDC deberá ser quen de inxectar ou absorber a compoñente reactiva, nos tempos máximos seguintes no caso dun chanzo na tensión do punto de conexión U:

- O tempo máximo de resposta, incluído o retardo da medida, desde que ocorre unha variación de tensión ata que comeza a variación da corrente reactiva, será de 20 ms.
- O tempo máximo de resposta, desde que comeza a variación de corrente reactiva ata que acada o 90 % da resposta correspondente ao chanzo no erro da tensión  $\Delta U$ , será de 30 ms.
- O tempo máximo de resposta, desde que comeza a variación de corrente reactiva ata que a resposta permanece na banda  $\pm 5\%$  arredor da resposta esperada, será de 60 ms.

Malia o anterior, por petición do operador do sistema, poderanse solicitar tempos de resposta diferentes.

Para a compoñente activa da corrente, a velocidade de resposta deberá ser a máis rápida tecnicamente factible, e é desexable a mesma velocidade de resposta que a exixida para a compoñente reactiva, independentemente de que, a este respecto, aplicará tamén o disposto no número 15 deste anexo.

En caso de que aplicase algunha limitación do rango de operación de potencia reactiva, tal e como se define no número 10 deste anexo, para a activación da función de control da inxección ou absorción rápida de corrente de falta, o sistema HVDC deberá ignorar a dita limitación, ben que a deberá volver aplicar tras a desactivación do control de inxección ou absorción rápida.

### 8. Capacidade de potencia reactiva

En canto á capacidade de potencia reactiva dun sistema HVDC, a figura 2 representa o diagrama U-Q/Pmax, que establece os límites mínimos dentro dos cales o sistema HVDC debe ser quen de subministrar potencia reactiva á súa capacidade máxima (Pmax). Tal e como mostra a dita figura, dentro do rango de tensión  $0,95 \leq U \leq 1,05$  pu, os sistemas HVDC deberán dispoñer da capacidade técnica de xerar e absorber potencia reactiva (Q) nun rango mínimo obrigatorio e deberán modificar a súa produción e absorción de potencia reactiva dentro dos ditos límites, de forma que colaboren no mantemento da tensión no punto de conexión, dentro da banda de tensións admisibles.

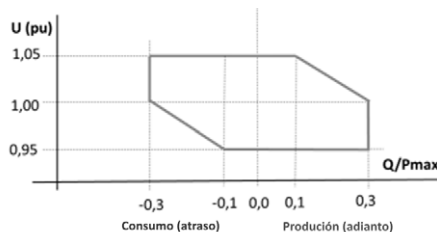


Figura 2. Diagrama U-Q/Pmax dun sistema HVDC.

Para a provisión da potencia reactiva de acordo coa figura 2, requírese que a velocidade de resposta sexa elevada, é dicir, de acordo co requirido no número 10 deste anexo sobre os modos de control da potencia reactiva do sistema HVDC.

Fóra do rango de tensións  $0,95 \leq U \leq 1,05$  pu durante o funcionamento en réxime permanente, o sistema HVDC inxectará/absorberá potencia reactiva segundo a resposta do control de tensión coas limitacións que, por se encontraren fóra do dito rango de tensións, impoña a produción de potencia activa. É dicir, primará a produción de potencia activa sobre a de reactiva. Pola súa vez, a potencia activa de referencia ( $P_0$ ) manterase mentres a instalación teña capacidade para iso.

Adicionalmente, os sistemas HVDC deberán achegar potencia reactiva nos rangos de tensión estendidos que se mostran no diagrama U-Q/Pmax da figura 3, a cal establece a capacidade de reactiva que, dentro dos ditos rangos, o sistema HVDC debe ser quen de subministrar á súa capacidade máxima (Pmax). A achega de potencia reactiva poderase dar en tempos de resposta de ata 1 minuto.

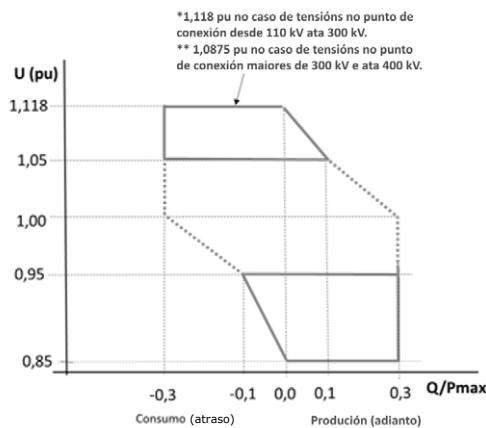


Figura 3. Capacidade de potencia reactiva U-Q/Pmax dun sistema HVDC nos rangos extremos de tensión

En caso de que o sistema HVDC dispoña dun cambiador de tomas en carga para proporcionar a achega desta potencia reactiva, a figura 2 poderase referir á capacidade de potencia reactiva co cambiador de tomas na toma correspondente tal que se teña 1 pu no punto de conexión á rede. En consecuencia, aceptaranse os movementos do dito diagrama U-Q/Pmax derivados da variación das tomas en carga, sen prexuízo de que o sistema HVDC deberá adecuar a toma do transformador mentres a tensión do punto de conexión se encontre fóra do rango  $0,95 \leq U \leq 1,05$  pu para proporcionar a potencia reactiva adecuada no punto de conexión ao cabo de 1 minuto.

Sen prexuízo da capacidade de reactiva do sistema HVDC definida pola figura 2 e pola figura 3, o operador do sistema poderá requirir, por razóns de estabilidade, que se implemente unha función de limitación da potencia reactiva dependendo da tensión.

En canto á capacidade de potencia reactiva cando o sistema HVDC opere a potencias activas inferiores á capacidade máxima de transporte de potencia activa, o sistema HVDC será igualmente capaz de prover, polo menos, a potencia reactiva indicada na figura 2 e na figura 3. O propietario do sistema HVDC deberá informar o operador do sistema da capacidade dispoñible de potencia reactiva, adicional á indicada na figura 2 e na figura 3, que é quen de proporcionar. O operador do sistema poderá requirir potencia reactiva adicional sempre que isto non implique un maior dimensionamento do equipamento principal.

### 9. Potencia reactiva intercambiada pola rede

As variacións bruscas da tensión no punto de conexión dun sistema HVDC ocasionadas pola conexión e desconexión de equipamentos que forman parte do sistema HVDC non poderán ser superiores ao 4 % da tensión en réxime permanente do punto de conexión previa á variación de potencia reactiva.

### 10. Modos de control da potencia reactiva

Os sistemas HVDC deberán ser quen de operar nos seguintes modos de control de potencia reactiva:

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

O anterior entenderase sen prexuízo de que, tras unha análise individualizada de cada proxecto, o operador do sistema poida requirir modos de control adicionais.

A través dos modos de control da potencia reactiva anteriores, os sistemas HVDC poderán traballar en calquera dos puntos dentro da área definida pola figura 2 e pola figura 3. O operador do sistema especificará en que modo de control deberá operar o sistema HVDC e poderá remitir ordes de cambio de modo de control telematicamente. O cambio do modo de control farase de tal forma que o sistema HVDC permaneza estable e sen modificación na potencia reactiva intercambiada pola rede.

O modo de control da potencia reactiva, en calquera das modalidades antes sinaladas, deberá ser independente en cada estación convertedora do sistema HVDC.

De maneira adicional, e independentemente de en cal dos dous modos de control de potencia reactiva se encontre funcionando, o sistema HVDC deberá estar dotado dunha funcionalidade que permita limitar a potencia reactiva dentro dun rango de operación establecido polo operador do sistema, é dicir, entre un límite máximo e un límite mínimo de potencia reactiva, de tal forma que, en condicións de funcionamento en réxime permanente, o valor da potencia reactiva intercambiada entre o sistema HVDC e o sistema eléctrico no punto de conexión non poida saír do dito rango. Os ditos valores limiar máximo e mínimo de potencia reactiva que conforman o rango de operación limitado serán establecidos polo operador do sistema e deberán poder enviar de forma remota ao sistema de control do HVDC.

10.1 Modo de control a consigna de potencia reactiva. O modo de control de potencia reactiva é aquel en que a consigna de potencia reactiva en cada estación convertedora do sistema HVDC permanece constante. En relación con este modo de control, teranse en conta as seguintes consideracións:

– A consigna de potencia reactiva poderá ser seleccionable dentro do rango completo de potencia reactiva do sistema HVDC, é dicir, desde a capacidade máxima en absorción (indutivo) ata a capacidade máxima de inxección (capacitivo).

– A consigna de potencia reactiva poderá ser seleccionable en chanzos de 1 MVar.

– A rampla de variación da potencia reactiva tras un cambio de consigna da potencia reactiva poderá ser seleccionable en chanzos de 1 Mvar/min, e no rango de 1 Mvar/min ata a capacidade reactiva máxima/min, sen prexuízo de que o operador do sistema, tras unha análise individual do proxecto, poida definir outros valores e rangos.

– Cando o sistema HVDC se encontre modificando a súa potencia reactiva cun valor determinado da rampla, a dita rampla poderase bloquear en calquera momento, de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto, de tal forma que o valor de potencia reactiva deixe de variar e permaneza constante no valor de potencia reactiva que tiña antes de executar o bloqueo da rampla. A dita rampla deberá poder continuar tras o dito bloqueo de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto.

10.2 Modo de control a consigna de tensión. O modo de control de tensión é aquel en que o valor de potencia reactiva en cada estación convertedora do sistema HVDC varía para controlar, de forma continua, a tensión do punto de conexión. En relación con este modo de control, teranse en conta as seguintes consideracións:

– A consigna de tensión poderá ser seleccionable entre os valores máximos e mínimos definidos na táboa 2 ou na táboa 3, segundo corresponda, sen prexuízo de que o operador do sistema poderá modificar o dito rango.

- A consigna de tensión poderá ser seleccionable en chanzos de 0,1 kV.
- A banda morta será parametrizable no rango definido polo Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, en chanzos de 0,1 kV.
- A rampla de variación da tensión de consigna será definida polo operador do sistema e poderá ser seleccionable en chanzos de 0,1 kV/min, e no rango de 0 kV/min ata 50 kV/min, sen prexuízo de que o operador do sistema poida acordar co titular da instalación outros valores e rangos.
- Cando o sistema HVDC se encontre modificando a súa potencia reactiva cun valor determinado da rampla, motivado por un cambio da consigna de tensión, a dita rampla poderase bloquear en calquera momento de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto, de tal forma que o valor de potencia reactiva deixe de variar e permaneza constante no valor de potencia reactiva que tiña antes de executar o bloqueo da rampla. A dita rampla deberá poder continuar tras o dito bloqueo de forma manual, automática ou a través dun sinal remoto.
- O control debe levar asociado un valor de pendente definida como o cambio de potencia reactiva que resulta dun cambio de tensión igual a 1 kV. Este valor da pendente será parametrizable entre 0 e a capacidade reactiva máxima/kV en chanzos dun 0,3 % da capacidade reactiva máxima/kV.
- En canto á velocidade de resposta do control de tensión, considerarase  $t_1$  igual a 1 s (tempo para conseguir, polo menos, o 90 % da variación na saída de potencia reactiva) e  $t_2$  igual a 5 s (tempo para estabilizarse no valor especificado pola pendente de traballo). Non obstante, por petición do titular da instalación, o operador do sistema poderá acordar tempos superiores tras unha análise individual de cada proxecto.

#### 11. *Prioridade á chegada de potencia activa ou reactiva*

Os sistemas HVDC deberán ter en conta, para todos os controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente) e a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente), a seguinte regra de prioridade, sen prexuízo de que o operador do sistema poida definir regras adicionais ou diferentes:

– Dentro do rango de tensións no punto de conexión definido como  $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$  terán prioridade os controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente). Non obstante, os controis que xestionen a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente) deberanse respectar mentres que o sistema HVDC non acade os seus límites de operación.

– Fóra do rango de tensións no punto de conexión definido como  $U_{min1} \leq U \leq U_{max1}$  terán prioridade os controis que xestionen a potencia reactiva (ou compoñente reactiva da corrente). Non obstante, os controis que xestionen a potencia activa (ou compoñente activa da corrente) deberanse respectar mentres que o sistema HVDC non acade os seus límites de operación.

$U_{min1}$  e  $U_{max1}$  son os valores a que se activaría o control de inxección rápida de corrente de falta, de acordo co disposto no número 7.

De forma adicional, o operador do sistema poderá requirir unha limitación da potencia reactiva do sistema HVDC en función da tensión, de tal forma que se limite a inxección de potencia reactiva en caso de sobretensións no punto de conexión, e a absorción de potencia reactiva en caso de subtensións no punto de conexión. Para tal efecto, o operador do sistema proverá unha curva en que indicará os límites máximos e mínimos de potencia reactiva en función da tensión do punto de conexión. A dita limitación posuirá unha xerarquía tal que ningunha función de control implementada no sistema HVDC deberá exceder os ditos límites.

#### 12. *Calidade de onda*

Os sistemas HVDC deberán cumprir coas disposicións sobre as condicións de intercambio da enerxía establecidas no procedemento de operación 12.2.

### 13. Capacidade de soportar ocós de tensión

Os sistemas HVDC deberán ser quen de soportar, sen desconectarse da rede nin bloquearse, faltas equilibradas cuxo perfil de tensión no punto de conexión en función do tempo estea comprendido dentro dos límites indicados pola figura 4, a cal representa o límite inferior dun perfil de tensión fronte a tempo no punto de conexión, expresando o seu valor real respecto ao seu valor de referencia 1 pu antes, durante e despois dunha falta.

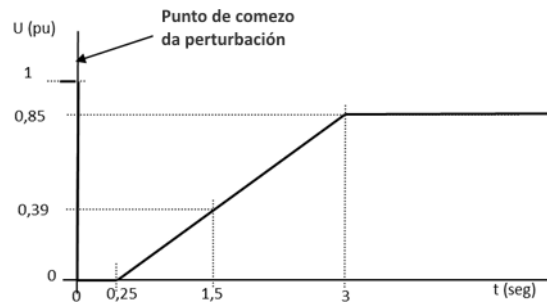


Figura 4. Perfil da capacidade para soportar faltas equilibradas dun sistema HVDC.

Adicionalmente, os sistemas HVDC deberán ser quen de soportar, sen desconectarse da rede nin bloquearse, faltas desequilibradas cuxo perfil de tensión en función do tempo estea comprendido dentro dos límites indicados polo perfil de tensión en función do tempo indicado na figura 5, a cal representa o límite inferior dun perfil de tensión fronte a tempo no punto de conexión, expresando o seu valor real respecto ao seu valor de referencia 1 pu antes, durante e despois dunha falta. No caso de cortocircuitos bifásicos, bifásicos á terra ou monofásicos, a tensión indicada no perfil da figura 5 correspondería á menor das tensións fase-fase ou fase-terra. Para estes efectos, entenderase que a situación desequilibrada se pode manter durante o tempo delimitado polo perfil tensión-tempo indicado na figura 5 mentres que a tensión se encontre por debaixo de 0,85 pu.

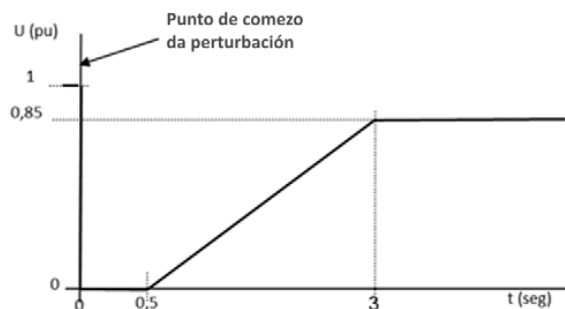


Figura 5. Perfil da capacidade para soportar faltas desequilibradas dun sistema HVDC.

### 14. Capacidade para soportar sobretensións transitorias

Nos sistemas HVDC, a estación convertora conectada á rede de transporte deberá ser quen de permanecer conectada e seguir funcionando de forma estable ante sobretensións transitorias no punto de conexión, nunha ou en todas as fases, de acordo co perfil de tensión en función do tempo representado pola liña continua da figura 6. Así mesmo, deberá soportar, sen dano nin desconexión, sobretensións que se poidan presentar en caso de faltas monofásicas. No caso de faltas monofásicas, o valor da sobretensión que



se poderá soportar dependerá do punto de conexión e da rede. En consecuencia, o operador do sistema deberá informar do dito valor de capacidade durante o proceso de acceso. Adicionalmente, na zona da figura 6 marcada entre a liña continua e a liña descontinua, o sistema HVDC deberá ser quen de permanecer conectado á rede, pero permitírase o bloqueo do sistema HVDC.

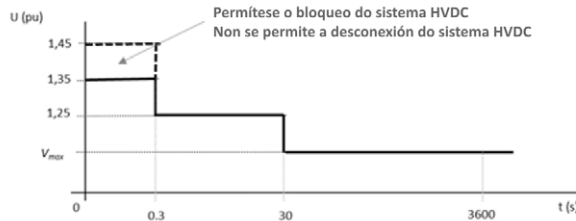


Figura 6. Tempos mínimos de sobretensións no punto de conexión (tensión eficaz á terra nunha ou en todas as fases en valor unitario da base de tensión do punto de conexión) que o sistema HVDC debe ser quen de soportar sen desconectar.  $V_{max}$  correspóndese coa maior tensión admisible considerada nos rangos de tensión e tempos mínimos que debe soportar sen desconectar establecida no número 6.

O operador do sistema poderá requirir a característica de sobretensións fase-fase no punto de conexión referida ao valor da tensión previo ao evento tras unha análise individual de cada proxecto.

En caso de bloqueo do sistema HVDC, este deberase desbloquear unha vez que a tensión no punto de conexión en todas as fases (tensión eficaz á terra no punto de conexión) regresase a valores inferiores a 1,35 pu. Tras a secuencia de desbloqueo, o sistema HVDC deberá contribuír, se procede, á inxección ou absorción de corrente rápida de falta segundo se especifica no número 7 e acadar, polo menos, o 90 % do valor de potencia activa e reactiva que determine o sistema de control. Estes valores débense restablecer nun tempo inferior a 150 ms.

Corresponderá ao xestor da rede pertinente establecer os requisitos en relación coa capacidade dos sistemas HVDC para soportar sobretensións transitorias, cando a súa estación convertora estea conectada á rede de distribución.

#### 15. Recuperación da potencia activa posterior a unha falta

Tras unha falta para a cal o sistema HVDC debe permanecer conectado á rede, de conformidade co sinalado nos números 13 e 14 deste anexo, a potencia activa deberá acadar, como mínimo, o 90 % do seu valor previo á falta ou antes posible e, en todo caso, nun tempo inferior a 150 ms, sempre que a tensión do punto de conexión acade ou supere o valor de 0,85 pu. En caso de que o sistema HVDC estea no máximo da súa capacidade e non sexa quen de recuperar o 90 % do valor de potencia activa previo á falta, deberá acadar polo menos o 90 % da súa corrente nominal.

Para efectos de cumprimento deste requisito, no caso de que a resposta en potencia activa sexa oscilante, considerarase a liña de tendencia da compoñente non oscilatoria da potencia activa con posterioridade ao despexamento da falta. Nestes casos, a resposta deberá presentar un amortecemento maior do 10 %.

#### 16. Recuperación rápida despois de faltas en CC

Cando o operador do sistema así o requira, os sistemas HVDC que dispoñan de un ou de varios tramos aéreos na súa liña de transmisión en corrente continua deberán ser quen de recuperar a súa potencia activa en caso de faltas transitorias nos tramos aéreos, tan rapidamente como a tecnoloxía o permita e, en calquera caso, en tempos inferiores a 5 segundos.

### 17. *Enerxización e sincronización de estacións convertedoras HVDC*

Durante a enerxización ou sincronización dunha estación convertedora dun sistema HVDC á rede de corrente alterna, ou durante a conexión dunha estación convertedora a un sistema HVDC, a estación convertedora do sistema HVDC deberá dispoñer da capacidade de limitar a variación de tensión en réxime permanente no punto de conexión a un nivel inferior ou igual ao 4 % da tensión antes da súa sincronización.

### 18. *Interaccións entre sistemas de HVDC e outras plantas e equipamentos*

A través do deseño das súas funcións de control ou de equipamento adicional, os sistemas HVDC deberán ser quen de evitar ou reducir os riscos de interacción detectados.

Neste sentido, salvo indicación en contra do operador do sistema, o propietario do sistema HVDC deberá realizar un estudo de interaccións entre o sistema de HVDC e outras plantas e equipamentos, que será validado polo operador do sistema. O dito estudo deberá abarcar, como mínimo, as seguintes cuestións:

- Análise da posible interacción do sistema HVDC coa rede de alterna. O operador do sistema definirá, tras unha análise individual do proxecto, as posibles topoloxías e escenarios da rede.

- Análise da posible interacción do sistema HVDC con outros sistemas HVDC. O operador do sistema definirá, tras unha análise individual do proxecto, os «outros sistemas HVDC» que debe ter en consideración o estudo.

- Análise da posible interacción do sistema HVDC con outros equipamentos conectados ou que estea previsto que se vaian conectar á rede, tales como módulos de xeración síncronos, módulos de parque eléctrico, equipamentos de demanda, xeración ou sistemas de almacenamento conectados a través dun convertedor, compensadores síncronos, dispositivos FACTS, entre outros. O operador do sistema definirá, tras unha análise individual do proxecto, os equipamentos concretos que se deben ter en consideración para a realización do estudo.

- Identificación de accións mitigadoras necesarias.

En canto á metodoloxía, esta dependerá das exixencias do estudo, ben que deberá incluír, como mínimo:

- A medida ou simulación da impedancia de rede dependente da frecuencia.

- A determinación das non linealidades nas diferentes posibles impedancias do sistema HVDC, tendo en conta as funcións de control.

- Conclusións das análises no dominio da frecuencia e/ou simulacións EMT.

O operador do sistema poderá requirir a redución ou ampliación do alcance, ou metodoloxías alternativas para realizar o dito estudo, tras unha análise individual de cada proxecto.

O titular da instalación remitirá o estudo ao operador do sistema previamente á tramitación da notificación operacional de enerxización. Este estudo deberase repetir se, durante a vida útil da instalación, se detecta este tipo de interaccións.

Será obrigación do titular da instalación realizar as accións necesarias para mitigar as interaccións que poidan resultar do mencionado estudo.

Será condición necesaria para a obtención da notificación operacional de enerxización e, de ser o caso, para manter a vixencia da notificación operacional definitiva, a aceptación, por parte do operador do sistema, do estudo remitido e a realización das accións mitigadoras necesarias.

### 19. *Capacidade de amortecemento de oscilacións de potencia*

Os sistemas HVDC deberán incorporar unha función de control que amorteza as oscilacións de potencia medidas no punto de conexión ou en calquera outro punto da rede especificado polo operador do sistema. A dita función de control:

- Deberase deseñar para traballar de forma eficiente en varios modos: xestionando unicamente a potencia activa, xestionando unicamente a potencia reactiva ou xestionando a potencia activa e reactiva simultaneamente.
- Deberá presentar un comportamento robusto no caso de teren lugar variacións de frecuencia ou de potencia. Adicionalmente, deberá amortecer posibles oscilacións electromecánicas e, en particular, as correspondentes ao rango de frecuencia 0,1-2 Hz.
- Deberá estar preparado para recibir sinais de entrada (por exemplo, frecuencia) de nós remotos do sistema.

### 20. *Capacidade de amortecemento de interaccións subsíncronas*

Os sistemas HVDC deberán incorporar unha función de control que amorteza as interaccións subsíncronas que puideren aparecer entre o sistema HVDC e outros módulos de xeración de electricidade síncronos, módulos de parque eléctrico, convertedores, compensadores síncronos ou calquera outro dispositivo conectado á rede.

O propietario do sistema HVDC deberá realizar un estudo, que deberá ser validado polo operador do sistema, cuxo alcance mínimo será o que se indica a continuación:

- Determinar o risco de interaccións subsíncronas con outros dispositivos conectados á rede próxima.
- En caso de aparición de riscos:
  - Determinar o principio de funcionamento e os axustes dos parámetros do control de amortecemento das interaccións subsíncronas.
  - Demostrar a eficacia do dito control no amortecemento de interaccións subsíncronas.
  - Identificar as accións mitigadoras necesarias, se procede.

O operador do sistema poderá requirir a redución ou ampliación do alcance do dito estudo, tras unha análise individual de cada proxecto.

O titular da instalación remitirá o estudo ao operador do sistema, previamente á tramitación da notificación operacional de enerxización. Este estudo deberase repetir se, durante a vida útil da instalación, se detecta este tipo de interaccións.

Será obrigación do titular da instalación realizar as accións necesarias para mitigar as interaccións que poidan resultar do mencionado estudo.

Será condición necesaria para obter a notificación operacional de enerxización e, de ser o caso, para manter a vixencia da notificación operacional definitiva, a aceptación, por parte do operador do sistema, do estudo remitido e a realización das accións mitigadoras necesarias.

### 21. *Robustez do sistema HVDC*

Os sistemas HVDC deberán estar deseñados para presentaren un comportamento robusto ante cambios esperados ou inesperados. Neste sentido, un sistema HVDC deberá:

- Ser quen de acadar puntos de funcionamento estables durante e despois de toda manobra planificada ou non planificada no sistema HVDC ou na rede de corrente alterna a que se encontre conectado. Sen prexuízo de que o operador do sistema poderá especificar outras, as ditas variacións poderían ser:
  - Perda do sistema de telecomunicacións entre o sistema HVDC e o centro de control remoto, ou entre as dúas estacións convertedoras do sistema HVDC.

- Modificación das condicións nos fluxos de carga ou da topoloxía das liñas da rede de alterna ou do propio sistema HVDC.
  - Cambios de modo de control do sistema HVDC.
  - Actuación simultánea de dúas ou máis funcións de control implementadas no sistema HVDC.
  - Perda de funcións externas de optimización e control do sistema HVDC.
- Soportar o peche das liñas da rede cunha diferenza angular entre polos do interruptor da liña de 30° e, ocasionalmente, ata 35°.
  - Soportar, sen dano nin desconexión nin alteración no modo de funcionamento, variacións da tensión de réxime permanente do 4 % no punto de conexión.
  - Soportar en réxime permanente unha compoñente de tensión inversa do 5 % da tensión nominal.
  - Soportar, sen dano, os valores indicados na normativa vixente sobre calidade de servizo na rede de transporte. Os índices de calidade das instalacións de transporte serán os establecidos no Real decreto 1955/2000, do 1 de decembro, polo que se regulan as actividades de transporte, distribución, comercialización, subministración e procedementos de autorización de instalacións de enerxía eléctrica, ou norma que o substitúa.
  - Conservar os axustes dos parámetros das funcións de control que había previamente á dita desconexión tras a desconexión prolongada dunha convertora ou do sistema HVDC completo.

Adicionalmente, ante indispoñibilidade ou falta no cable ou liña de transporte en corrente continua entre estacións convertedoras do sistema HVDC, estas deberán poder funcionar xestionando unicamente a súa potencia reactiva.

## 22. *Esquemas e axustes de protección eléctrica*

O sistema de protección dos sistemas HVDC deberán cumprir, polo menos, co indicado no mencionado documento «Criterios xerais de protección do sistema eléctrico peninsular español», ou a súa edición posterior en vigor, cando o sistema HVDC pertenza á denominada «Rede considerada», segundo o citado documento. Adicionalmente, o sistema de protección da instalación coordinarase cos sistemas de protección da rede a que se conecte.

O sistema HVDC deberá soportar, sen dano, as faltas e os correspondentes tempos de despexamento recollidos no documento «Criterios xerais de protección do sistema eléctrico peninsular español».

Malia o anterior, o operador do sistema poderá establecer requisitos adicionais relacionados cos esquemas e axustes de proteccións, tras unha análise individual de cada proxecto.

## 23. *Requisitos de intercambio de información e coordinación*

23.1 Funcionamento dos sistemas HVDC. Os sinais adicionais aos establecidos no Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016, que o controlador automático, establecido polo dito regulamento, deberá ser quen de enviar e de recibir e, en xeral, outros requisitos de información que se vaian intercambiar, serán acordados entre o operador do sistema e o titular da instalación tras unha análise individual de cada proxecto.

23.2 Rexistro e supervisión de faltas. Os sistemas HVDC deberán estar dotados, como mínimo, dun equipamento de rexistro e supervisión de faltas en cada estación convertidora do sistema HVDC. A activación de calquera relé de protección deberá quedar rexistrada xunto á oscilografía, e o propietario do sistema HVDC terá a obriga de facilitar o rexistro de faltas e a oscilografía, por petición do operador do sistema.

Así mesmo, os sistemas HVDC deberán estar dotados dun equipamento de supervisión dinámica do comportamento da rede que deberá incluír un activador de oscilación, co fin de detectar oscilacións de potencia xestionadas de forma deficiente. O criterio de

activación da oscilación será especificado polo operador do sistema, tras unha análise individual de cada proxecto, e o propietario do sistema HVDC terá a obrigaón de facilitar o rexistro de oscilacións de potencia ao operador do sistema tantas veces como sexan detectadas.

Adicionalmente, o operador do sistema poderá requirir que unha ou varias estacións convertedoras do sistema HVDC estean equipadas cunha unidade de medida fasorial (PMU), en tempo real, dos principais parámetros eléctricos do sistema. As características da dita unidade, así como os requisitos de intercambio de información, serán definidos polo operador do sistema, tras unha análise individual de cada proxecto.

23.3 Modelos de simulación. Tras unha análise individual de cada proxecto, o operador do sistema poderá acordar co titular dun sistema HVDC que se modelen funcionalidades adicionais ás mínimas requiridas polo Regulamento (UE) 2016/1447, do 26 de agosto de 2016.

#### *24. Potencia de cortocircuíto*

O sistema HVDC deberá cumprir coas disposicións sobre potencia de cortocircuíto establecidas no procedemento de operación 12.2.