

PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO Y SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES QUE SE CONECTEN A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

I

La transición energética que actualmente está atravesando el sistema energético español está reconfigurando de manera profunda los modelos de producción y consumo de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Por el lado de la oferta, las tecnologías renovables ya desempeñan en la actualidad un rol innegablemente protagonista, con cuotas de producción anual que han superado el 50 por ciento del mix de generación de energía eléctrica. Este proceso de descarbonización del sector eléctrico está lejos de detenerse, gracias al importante contingente de proyectos renovables que actualmente se encuentra en fase de tramitación y construcción, y ha generado a su vez un efecto de atracción de nuevas demandas que buscan los costes competitivos de energía que ofrecen las energías renovables.

Por el lado de la demanda de energía eléctrica, aunque esta transformación se encuentra en una etapa previa, los nuevos vectores de consumo ya están suponiendo un incremento de solicitudes sobre las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica para atender a estas demandas. Los procesos de descarbonización y electrificación de la industria, los nuevos proyectos estratégicos para la descarbonización del transporte marítimo y terrestre, el hidrógeno renovable como nuevo vector energético o el consumo asociado a los centros de datos para atender a las necesidades de digitalización e inteligencia artificial van a suponer un cambio profundo en el uso y consumo de la energía eléctrica producida en España.

A los cambios en la oferta y demanda antes mencionados debe añadirse la irrupción del almacenamiento como instrumento para dotar al sistema eléctrico de la necesaria flexibilidad y firmeza en este proceso de transición energética. Los 22,5 GW de almacenamiento que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé que se encuentren en funcionamiento en 2030 contribuirán de forma decisiva a la



consecución de los objetivos de reducción de emisiones a los que se ha comprometido el Reino de España.

Para garantizar la integración efectiva y segura en el sistema eléctrico de todos estos proyectos, así como para maximizar el aprovechamiento de las redes existentes, resulta imprescindible establecer y actualizar los requisitos técnicos que deberán cumplir dichas instalaciones.

La última actualización de estos requisitos tuvo lugar con la aprobación del paquete normativo formado por el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctrica, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

Estos requisitos se establecieron en desarrollo de los denominados códigos de red de conexión, a saber: el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, y el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Habiendo transcurrido casi diez años desde la aprobación de los citados códigos de red de conexión europeos y sin que estos se hayan actualizado desde entonces (a pesar de los intentos por parte de las instituciones europeas por impulsar su reforma), resulta imprescindible impulsar una actualización desde el ámbito nacional para anticipar y adaptar dicha regulación a la nueva realidad de la operación del sistema eléctrico.

Esta actualización resulta necesaria por varios motivos. En primer lugar, el propio contenido de los requisitos de conexión debe adaptarse a las nuevas realidades de la operación del sistema, tanto para los requisitos de conexión aplicables a las instalaciones de generación como, y en especial, a las instalaciones de demanda, a la



vista de nuevas tipologías de demanda que eran inexistentes o residuales en el sistema, pero que se prevé que tengan un crecimiento significativo. Precisamente para estas últimas, su relevancia no solo tiene influencia sobre la propia seguridad del sistema eléctrico, sino desde la perspectiva de los cálculos de capacidad de acceso a las redes de transporte de energía eléctrica, ya que estos nuevos requisitos (fundamentalmente los asociados a los requisitos de robustez) permitirán ampliar las posibilidades de acceso y conexión a las nuevas demandas. De lo contrario, gran parte de estas capacidades quedarían limitadas por la aplicación del criterio dinámico establecido en la Resolución de 1 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad. En aquellas partes de la red en que el criterio limitante a la capacidad disponible es el criterio dinámico, no es posible habilitar nueva capacidad mediante inversiones en el refuerzo de la red, sino que es necesario asegurar requisitos de robustez a las demandas ya previstas y a las futuras, para que su comportamiento no impida la conexión de nuevas demandas. Es decir, la aplicación de las nuevas especificaciones contribuirá simultáneamente a la mayor seguridad en la operación y gestión de las redes y servirá de palanca para la optimización de las capacidades de estas.

En segundo lugar, esta actualización resulta imprescindible para extender los requisitos de conexiones a las instalaciones de almacenamiento. Este tipo de instalaciones no fueron consideradas en la primera iteración de los códigos de red europeos y, aunque de manera transitoria la normativa nacional ha previsto una aplicación análoga a los requisitos de generación (de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional primera de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio), resulta necesario establecer un marco normativo propio para este tipo de instalaciones, a la vista del papel protagonista que se prevé que adopte el almacenamiento en el sistema eléctrico español muy próximamente.

Un tercer motivo para actualizar estos requisitos de conexión es la necesidad de actualizar los requisitos de conexión de aplicación a los territorios no peninsulares. Hasta la fecha, las novedades en materia de conexión introducidas por los códigos de



red europeos y por la normativa nacional de desarrollo no se habían extendido a los territorios no peninsulares, resultando de aplicación los requisitos de conexión aprobados mediante Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad» de los sistemas eléctricos no peninsulares.

Teniendo en cuenta la paulatina sustitución del parque generador en los territorios no peninsulares, así como la entrada de tecnologías renovables y almacenamiento en estos territorios, resulta esencial actualizar estos requisitos de conexión a estos sistemas, contribuyendo así tanto a seguir reforzando la robustez de estos sistemas, como habilitando nueva capacidad para facilitar una mayor integración de generación renovable, almacenamiento y nuevas demandas en estos territorios.

Finalmente, esta norma incorpora requisitos adicionales de conexión planteados por el operador del sistema como resultado del mandato establecido en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. Dicho precepto exigía que el operador del sistema presentara a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de un proceso de análisis y revisión que, en su caso, pudiera incluir una propuesta de modificación normativa.

En fecha 6 de febrero de 2026 tuvo entrada en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de este proceso de análisis y revisión llevado a cabo por el operador del sistema en relación a los tres primeros apartados, a), b) y c) de la operación del sistema enumerados en el citado artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre.

Teniendo en cuenta que algunos de estos requisitos pertenecen al ámbito objetivo de este real decreto se ha optado por incorporarlos en esta norma. Estos requisitos son, en particular, los correspondientes con los requisitos de conexión relacionados con la obligación de no introducir oscilaciones adversas al sistema eléctrico, los requisitos de



calidad de producto, los requisitos de estabilidad en la inyección de potencia frente a huecos de tensión y los requisitos de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

En consecuencia, por medio de esta norma se da cumplimiento parcial a lo dispuesto en el apartado segundo del referido artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, si bien el resto de las medidas normativas planteadas por el operador del sistema serán abordadas en un momento posterior.

II

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

En particular, la norma cumple los principios de necesidad y eficacia al considerarse que es el instrumento idóneo para conseguir los objetivos perseguidos, en concreto, para definir y desarrollar los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de conexión que resulten de aplicación a todo el territorio nacional para las diferentes tecnologías que se conectan a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Asimismo, cumple el principio de proporcionalidad al regular aspectos que se consideran imprescindibles para la consecución del objetivo principal de la norma, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios.

Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la norma contribuye a establecer reglas objetivas y transparentes para todos los agentes e instalaciones que están conectadas o van a conectarse al sistema eléctrico nacional.

La norma cumple el principio de transparencia, en la medida en que el proyecto ha sido sometido a audiencia pública y el mismo describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se satisface al no introducir cargas administrativas innecesarias o accesorias, y racionaliza, en su aplicación, la gestión de los recursos públicos.



Este real decreto no ha sido sometido a la consulta pública a la que se refiere el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, al regularse en el mismo aspectos parciales de una materia, en este caso, aspectos concretos relativos a la aplicabilidad y al desarrollo de cuestiones reguladas en los códigos de red de conexión, teniendo en cuenta que esta norma no deroga el contenido normativo del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctrica, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, si no que los complementa. Además, concurren razones graves de interés público que justifican la no elaboración de una consulta pública previa, ya que la aprobación y actualización de estos requisitos de conexión resulta crucial para reforzar la operación del sistema y la maximización del uso de las capacidades de acceso y conexión de las redes de transporte y distribución.

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

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su informe denominado XXX, aprobado por la sala de supervisión regulatoria, en su sesión del día XXX.

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para



determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día XXX,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto.

Este real decreto tiene por objeto establecer los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones que se conecten a la red de transporte, así como de las instalaciones de generación, demanda, almacenamiento, sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y de cualquier otro tipo que se conecten a las redes de transporte y distribución del Sistema Eléctrico Español.

Asimismo, este real decreto incorpora determinados requisitos adicionales de conexión derivados del proceso de análisis y revisión realizado por el operador del sistema en cumplimiento de lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre.

Artículo 2. Ámbito de aplicación

1. Lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a:
 - a) El operador del sistema.
 - b) El transportista único y a los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.



c) Los distribuidores, en calidad de titulares y gestores de la red de distribución, así como los titulares de las redes de distribución cerradas previstas en el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

2. Asimismo, lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a los titulares de las instalaciones del sistema eléctrico español que se indican a continuación, siempre que dichas instalaciones no se encontraran conectadas ni puestas en servicio a fecha 23 de febrero de 2026 o requieran una modificación sustancial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5:

- a) Las instalaciones de generación de electricidad, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución, de si están hibridadas y de si disponen de almacenamiento;
- b) Las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;
- c) Las instalaciones de demanda que se conecten a la red de distribución y que presten servicios de respuesta de demanda, conforme al Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016;
- d) Las instalaciones de distribución;
- e) Los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico en corriente continua;
- f) Los módulos de almacenamiento, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;
- g) Los compensadores síncronos;
- h) Cualquier otro tipo de instalación que se conecte a la red de transporte.

A los efectos anteriores, se entenderá como fecha de puesta en servicio la fecha en la que la instalación hubiera obtenido la aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento prevista en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Artículo 3. Definiciones.



A los efectos del este real decreto, aplicarán las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en el artículo 3 de la Orden TED 749/2020, de 16 de julio.

Asimismo, serán de aplicación las siguientes definiciones:

- a) «Equipamiento de almacenamiento»: es el equipamiento de una instalación que posibilita almacenar energía y diferir su inyección a la red de acuerdo con la definición al respecto establecida en el artículo 6 de la Ley 24/2013, independientemente de que esté conectado en una red interior de un consumidor e independientemente de que tenga capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red.
- b) «Módulo de almacenamiento» o «MA»: es el equipamiento de almacenamiento que inyecta y/o ab-sorbe (si dispone de capacidad técnica y legal para ello) su energía a la red a través de alternadores o convertidores electrónicos propios, en cuyo caso, se considerará como un módulo independiente a los efectos de aplicabilidad de requisitos técnicos. El módulo de almacenamiento podrá ser síncrono o de parque eléctrico en función de que utilice generadores síncronos o inversores para conectarse a la red respectivamente. Se podrá conectar a la red de forma independiente o en una instalación híbrida.
- c) «Capacidad máxima del módulo de almacenamiento»: es el valor de la potencia activa máxima declarada por el titular que puede ser inyectada a la red de forma permanente por el módulo de almacenamiento cumpliéndose simultáneamente los requisitos técnicos requeridos que correspondan mientras que tenga disponibilidad de energía.
- d) «Capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento»: es el valor de la potencia activa máxima declarada por el titular que puede ser absorbida de la red de forma permanente por el módulo de almacenamiento cumpliéndose simultáneamente los requisitos técnicos requeridos que correspondan mientras que tenga disponibilidad de almacenar energía.



- e) «Mínimo técnico de operación en consumo» o «Pmin-C»: es el valor la potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de demanda de electricidad, en el que ésta puede funcionar sin impacto negativo en el proceso inherente asociado a la misma.
- f) «Instalación híbrida»: es la instalación con acceso a un mismo punto de la red compuesta por uno o varios módulos de generación de electricidad y, opcionalmente, uno o varios módulos de almacenamiento, que empleen distintas tecnologías de generación y/o almacenamiento de acuerdo a lo establecido en la Ley 24/2013.
- g) «Oscilación adversa»: es una oscilación sostenida en las magnitudes del sistema eléctrico (tensión, frecuencia, flujos de potencia activa o reactiva por las líneas, etc.) relacionada con la introducción en el sistema de señales externas y/o no deseadas.
- h) «Armónicos»: la tensión armónica se define como la tensión sinusoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.
- i) «Desequilibrio de tensión»: estado en el cual los valores eficaces de las tensiones de las fases o sus desfases entre tensiones de fase consecutivas, en un sistema trifásico, no son iguales.
- j) «Hueco de tensión»: disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión nominal de la red, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. La profundidad es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión nominal.
- k) «Parpadeo ("flicker")»: fluctuaciones de tensión en el punto de conexión que, trasladadas al nivel de tensión del consumidor, pueden provocar variaciones de la luminancia del alumbrado y causar la impresión subjetiva de inestabilidad de la sensación visual.
- l) «Instalación de enlace»: conjunto de elementos que, independientemente del régimen de actividad del que forman parte, posibilitan la conexión entre



instalaciones no transporte y la red de transporte, y deben ser considerados de forma conjunta y coordinada respecto del diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio.

Artículo 4. Umbrales de significatividad de módulos de almacenamiento

A efectos del cumplimiento de los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de almacenamiento a los que resulte de aplicación el anexo VI conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1.f, resultarán de aplicación los umbrales de significatividad previstos en el apartado primero del artículo 8 Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Artículo 5. Modificación sustancial de las instalaciones

Aquellas instalaciones que, no resultándoles de aplicación lo previsto en este real decreto por encontrarse conectadas y puestas en servicio de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2, acometan una modificación sustancial, pasarán a estar obligadas a cumplir con los requisitos de conexión definidos en este real decreto. A estos efectos, se entenderá por modificación sustancial aquella modificación que cumpla con lo establecido en los artículos 6 y 7 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Artículo 6. Requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación

1. Los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red de las instalaciones a las que resulte de aplicación el presente real decreto se establecen en los anexos siguientes:



- a) El anexo I, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones que se conecten a la red de transporte, será de aplicación a las instalaciones de generación de electricidad; a las instalaciones de demanda; a las instalaciones de distribución; a las redes de distribución; a las unidades de demanda; a los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua; a los almacenamientos; y a cualquier otra instalación del sistema eléctrico español.
- b) El anexo II, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de generación de electricidad, será de aplicación a todo módulo de generación de electricidad del sistema eléctrico español, con independencia de que se conecte a la red de distribución o transporte.
- c) El anexo III, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de demanda, será aplicable a toda instalación de demanda; instalación de distribución; red de distribución; y unidad de demanda del Sistema Eléctrico Español.
- d) El anexo IV, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los sistemas HVDC, será aplicable a todo sistema HVDC y módulo de parque eléctrico en corriente continua del Sistema Eléctrico Español.
- e) El anexo V, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones híbridas, resultará de aplicación a las instalaciones híbridas que estén formadas, al menos, por un módulo de generación de electricidad o de almacenamiento al que le resulten de aplicación los requisitos de conexión a la red establecidos en el anexo II o en el anexo VI, respectivamente o requiera una modificación sustancial, conforme a lo establecido en el artículo 5.
- f) El anexo VI, relativo a los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de almacenamiento, resultará aplicable a todo módulo de almacenamiento, con



independencia de que tenga capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red, del Sistema Eléctrico Español.

No resultarán aplicables los requisitos establecidos en el anexo VI a los equipamientos de almacenamiento cuando estos tengan el carácter de componentes plenamente integrados en la red de transporte o en la red de distribución, en aplicación de lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

2. En lo sucesivo, toda referencia al cumplimiento de los requisitos técnicos de los Reglamentos (UE) de conexión a la red, citados en el apartado anterior, debe entenderse como el cumplimiento conjunto tanto de todos los requisitos cerrados recogidos en dichos reglamentos como de los correspondientes requisitos abiertos y desarrollados en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, o en normas posteriores que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 7. Nuevas instalaciones que se conecten a la red de transporte

Las instalaciones que se conecten a la red de transporte a las que resulte de aplicación los requisitos de conexión establecidos en el anexo I, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2.1.a, deberán cumplir, además, las siguientes previsiones:

- a) El titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte deberá obtener sus permisos de acceso y conexión a la red de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente. Asimismo, deberá cumplir los requisitos y obligaciones establecidos dicha regulación y en el presente real decreto para la



obtención del permiso de conexión, así como para la tramitación del procedimiento de notificación operacional.

- b) Adicionalmente, el titular de la instalación deberá informar al titular de la red de transporte sobre el diseño y proyecto básico de la instalación, conforme a lo definido reglamentariamente en materia de acceso y conexión, y sobre proceso de notificaciones operacionales para el proceso de puesta en servicio, de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

El resto del proyecto deberá ser concebido y ejecutado conforme a los criterios del titular de la instalación, quien será responsable en todo momento del cumplimiento de la normativa y la legislación aplicables.

- c) Los requisitos establecidos en el anexo I del presente real decreto que se declaren como cumplidos a efectos la obtención de los permisos de acceso y conexión deberán acreditarse posteriormente en el procedimiento de notificaciones operacionales para la puesta en servicio de la instalación, conforme a lo previsto en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.
- d) En todo caso, corresponderá al titular de la instalación tanto la obligación de facilitar al titular de la red de transporte toda la información que le sea requerida como la de garantizar en todo momento el cumplimiento de los requisitos aplicables establecidos en la normativa europea y nacional vigente, así como en el presente Real Decreto.

La información que deban suministrar los titulares de las instalaciones, en su caso, será la prevista en las normas relativas a la información a intercambiar con el operador del sistema y la tramitación de las solicitudes de acceso, conexión y puesta en servicio.

- e) El titular de la instalación deberá garantizar la veracidad y exactitud de la información y deberá actualizarla en caso de modificaciones de diseño; incorporación de nuevos elementos; o detección de errores en la información ya remitida.

Asimismo, los titulares de las instalaciones de transporte deberán facilitar al gestor de la red y al transportista titular la información que éstos requieran en relación con la conexión de su instalación a la red de transporte.



Artículo 8. Otras instalaciones conectadas a la red de transporte

1. En el caso de instalaciones distintas de las contempladas en el apartado 2 del artículo 2 que no se encontraran conectadas y puestas en servicio el 23 de febrero de 2026:
 - a) Cuando la instalación disponga de capacidad de inyectar potencia activa a la red en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a los módulos de generación de electricidad en el anexo II.
 - b) Cuando la instalación disponga de capacidad de absorber potencia activa de la red en algún momento y le resulte de aplicación lo dispuesto Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de demanda en el anexo III.

En cualquier caso, el operador del sistema deberá determinar el cumplimiento total o parcial de los requisitos indicados en los párrafos anteriores, así como de establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad según las características tecnológicas específicas de la instalación, salvo resolución expresa del órgano competente.

2. En relación con el procedimiento de notificación operacional asociado a estas instalaciones, les resultará de aplicación la normativa vigente en función de los requisitos previamente identificados y de las características tecnológicas específicas de la instalación.

Artículo 9. Compensadores síncronos.

1. Los compensadores síncronos deberán cumplir los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos, con las salvedades inherentes a las limitaciones de su modo de funcionamiento.
2. Los compensadores síncronos tendrán la misma consideración que los módulos de generación de electricidad síncronos a efectos de:



- La evaluación de la significatividad;
- La aplicación de los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los nuevos módulos de generación de electricidad establecidos en el anexo II;
- La interpretación de los requisitos técnicos;
- La modificación de las instalaciones.

En este sentido, se entenderá la capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad como la potencia aparente nominal de los compensadores síncronos.

3. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado anterior, no serán de aplicación los requisitos técnicos para la conexión a la red establecidos en el anexo II a los compensadores síncronos que procedan de una instalación de generación previamente dada de baja, siempre que el alternador no haya cambiado de emplazamiento físico ni haya sido objeto de modificaciones que pudieran afectar al cumplimiento de requisitos técnicos. En tal caso, serán exigibles al compensador síncrono los requisitos técnicos que correspondientes a su anterior funcionamiento como generador. No obstante, deberá disponer, en todo caso, de una constante de inercia que cumpla, como mínimo, con los requisitos exigidos a los compensadores síncronos conectados y puestos en operación con carácter previo al 23 de febrero de 2026.
4. Asimismo, y sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2, los compensadores síncronos que no estuvieran conectados y puestos en operación el 23 de febrero de 2026 deberán observar los requisitos técnicos específicos establecidos en el anexo VII.
5. Los compensadores síncronos estarán sujetos a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente, establecida para los módulos de generación de electricidad síncronos, con las salvedades y consideraciones contempladas.



Disposición final primera. Habilitación normativa.

Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para actualizar, mediante orden, los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red establecidos en los anexos I a VII, previa propuesta justificada del gestor de la red de transporte.

Disposición final segunda. Título competencial.

El presente real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13 y 25 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético

Disposición final tercera. Entrada en vigor.

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



Anexo I

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones que se conecten a la red de transporte

1. Condiciones de intercambio de la energía

Se considerará que los aspectos regulados en los artículos 23 y 24 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, quedarán debidamente atendidos mediante el cumplimiento de los requisitos establecidos al efecto en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en sus desarrollos nacionales a través del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio; así como en lo dispuesto en la presente norma.

En todo caso, las instalaciones de generación no deberán producir incrementos de tensión de régimen permanente de hasta un 4% y, asimismo, deberán ser capaces de soportar, sin sufrir daños ni provocar su desconexión, incrementos de tensión de hasta un 4 % durante la ejecución de cualquier maniobra, siempre que dichas maniobras se mantengan dentro de los límites de tensión establecidos para su permanencia en servicio en los Reglamentos (UE) que les resulten de aplicación.

En aquellos casos en que dichos reglamentos no sean aplicables, los límites serán los establecidos en el procedimiento de operación 1.4 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el procedimiento de operación 1 del Sistema Eléctrico No Peninsular, según corresponda.

Por otro lado, todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

1.1 Continuidad de suministro



Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño los valores indicados en la normativa vigente sobre calidad del servicio en la red de transporte. Los índices de calidad de las instalaciones de transporte serán los establecidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o la norma que lo sustituya.

1.2 Calidad del producto

La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión. Las características más significativas que pueden afectar a la calidad del producto son las siguientes: armónicos, parpadeo (“flicker”), huecos de tensión y desequilibrios de tensión. Todas ellas se encuentran definidas en el artículo 3 del presente real decreto a los efectos previstos.

1.2.1 Límites de emisión de perturbaciones

Los límites de perturbaciones electromagnéticas emitidas por el conjunto de todos los dispositivos, aparatos o sistemas particulares correspondientes a instalaciones conectadas en un mismo nudo de la red de transporte, y medidos de acuerdo con la normativa referenciada, serán los establecidos en el presente apartado. El reparto del límite de emisión máximo entre los agentes conectados a un mismo nudo se realizará de acuerdo con las normas e informes técnicos IEC/TR 61000-3-7: 2008-02, IEC/TR 61000-3-6: 2008-02, IEC/TR 61000-3-13: 2008-02 según corresponda.

Los límites de emisión de las características más significativas de la onda de tensión en los puntos frontera entre la red de transporte con niveles de tensión superior o igual a 220 kV en el Sistema Eléctrico Peninsular Español o iguales o superiores a 66 kV en el Sistema Eléctrico No Peninsular para el conjunto de las instalaciones de generación o de demanda conectados a la red de transporte serán los siguientes:

- Parpadeo (Flicker): $P_{st} \leq 0,8$ y $P_{lt} \leq 0,6$. Estos límites ya consideran el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado o medido en alta tensión.
- Armónicos: Serán los reflejados en la Tabla 1:

Armónicos impares		Armónicos pares
No múltiplo de 3	Múltiplo de 3	



Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
$17 \leq n \leq 49$	$1,1 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,17 \cdot \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3,00%					

Tabla 1: de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte

- Desequilibrios de tensión: Los emisores de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los siguientes límites totales de desequilibrios de tensión en cada nudo de la red de transporte:
 - $\mu \leq 0,7 \%$ nivel de corta duración (periodos de 10 min, según IEC/TR 61000-3-13: 2008-02)
 - $\mu \leq 1,0 \%$ nivel de muy corta duración (periodos de 3 s, según IEC/TR 61000-3-13: 2008-02)

1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones

Los niveles de planificación de perturbaciones se corresponden con los niveles máximos de las perturbaciones electromagnéticas para los cuales se ha diseñado un determinado sistema, pudiendo considerarse como objetivos de calidad de cara a asegurar la compatibilidad electromagnética de dicho sistema. De esta forma, todos los equipos conectados a la red de transporte, tanto asociados a instalaciones de enlace, de generación, de demanda, de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua, de almacenamiento, y de redes de distribución, deberán asegurar inmunidad electromagnética ante estos niveles de planificación siendo capaces de soportar:

a) Sin daño ni desconexión:

- Parpadeo (Flicker): De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-7: 2008-02, en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación:



- $P_{st} \leq 1,0$
- $P_{lt} \leq 0,8$

Estos límites ya consideran el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado o medido en alta tensión.

- Armónicos: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-6: 2008-02, y con el objeto de garantizar una adecuada calidad de onda, se utilizarán los niveles de planificación de tensiones armónicas en la red de transporte reflejados en la Tabla 2:

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplo de 3		Múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq n \leq 49$	$1,2 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,19 \cdot \frac{10}{n} + 0,16$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3,00%					

Tabla 2: Niveles de planificación de tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte

- Desequilibrios de tensión: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-13: 2008-02, se indican a continuación los niveles de planificación establecidos para el grado de desequilibrio (μ), expresado en % de la relación entre la componente de tensión de secuencia inversa (magnitud vectorial) y la componente de tensión de secuencia directa (magnitud vectorial):
 - $\mu \leq 1\%$ nivel de corta duración (periodos de 10 min, según IEC/TR 61000-3-13: 2008-02).
 - $\mu \leq 2\%$ nivel de muy corta duración (periodos de 3 s, según IEC/TR 61000-3-13: 2008-02).

b) Sin daño:



- Huecos de tensión, conforme a la definición establecida en el artículo 3 del presente real decreto.

1.2.3 Potencia intercambiada

La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones no transporte será superior a la capacidad de acceso de la instalación indicada por el operador del sistema en el permiso de acceso y a la reflejada por el transportista en el permiso de conexión. Para ello, en caso necesario, se podrá limitar mediante dispositivos físicos o procedimientos de funcionamiento para no sobrepasar los valores establecidos contractualmente. No obstante, si la normativa vigente exige instalar un sistema de control coordinado que limite la potencia inyectada o absorbida, en su caso, a la red para que no supere la correspondiente capacidad de acceso concedida, dichos sistemas de control coordinado cumplirán con los requisitos establecidos en este real decreto a tal efecto, en los apartados correspondientes al tipo de instalación.

Cuando, en su caso, la actuación de estos dispositivos limitadores pudiera interferir potencialmente con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá requerir la desconexión programada de la instalación.

2. Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento

2.1 Potencia de cortocircuito

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán soportar sin daño, durante toda su vida útil, las intensidades de cortocircuito derivadas de la potencia de cortocircuito que soporte la red de transporte en el punto de conexión de la instalación.

En todo caso, los niveles de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo los considerados en los procedimientos de operación 13.1 y 13.3 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular, en su caso, para cada nivel de tensión de las instalaciones de transporte.

El operador del sistema podrá requerir soportar potencias de cortocircuito especiales en aquellos puntos de conexión que lo requieran por preverse que los valores de



potencia de cortocircuito puedan ser superiores a los niveles mínimos de diseño comentados en el párrafo anterior. El operador del sistema justificará dicho requerimiento en base a los valores de intensidad de cortocircuito actuales y futuros previstos en el nudo.

En conexiones a la red de transporte con tensión diferente de la definida en el procedimiento de operación 13.1 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular, el operador del sistema confirmará caso por caso el valor de la potencia de cortocircuito a soportar necesario.

En caso de que los estudios pertinentes acreditasen que una instalación que pretenda conectarse a la red de transporte produciría un aumento de la potencia de cortocircuito en la instalación de transporte correspondiente hasta un valor por encima del 85% de la admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte, las modificaciones necesarias en la instalación y, en su caso, en las instalaciones de conexión de otras instalaciones ya conectadas, deberán ser asumidas por el agente solicitante.

Hasta que la instalación de transporte sea adecuadamente adaptada, las instalaciones conectadas deberán contar con los dispositivos físicos y/o procedimientos para limitar la potencia de cortocircuito, de forma que garanticen el cumplimiento de la limitación anterior. Alternativamente, los agentes podrán incorporar equipos limitadores de potencia de cortocircuito a las instalaciones de generación a fin de asegurar que no se sobrepasa el umbral del 85%.

De no ser posible mantener los valores de corriente de cortocircuito dentro de los límites admisibles —con medidas de operación—, el operador del sistema podrá aplicar restricciones de producción.

El operador del sistema facilitará información sobre los valores de potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte. No se garantizarán valores mínimos de potencia de cortocircuito, aunque el operador del sistema facilitará una estimación estadística en función de los valores obtenidos en años anteriores.



2.2 Coordinación de aislamiento

Se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE EN 60071.

3. Automatismos

La instalación deberá contar con elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas del operador del sistema que le sean de aplicación, de acuerdo con la normativa correspondiente.

Se instalarán los dispositivos físicos o se establecerán los procedimientos adecuados que garanticen el cumplimiento de los límites y las instrucciones que en cada momento establezca el operador del sistema para la potencia intercambiada, de acuerdo la normativa correspondiente.

En relación con otros sistemas y equipos de control, las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos de control establecidos en los diferentes anexos del presente real decreto, según corresponda, así como otros establecidos en la normativa vigente que sea de aplicación.

4. Instalación de enlace para conexión a la red de transporte

De acuerdo con lo establecido en las normas reguladoras del acceso y conexión, el sujeto que acceda a la red de transporte deberá suscribir con el titular de la red de transporte a la que conecta un contrato técnico de acceso en el que se podrán contemplar interrupciones del acceso necesarias para ejecutar los trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de la red, tanto programados como imprevistos. A estos efectos, en el contrato técnico de acceso se recogerán las ventanas estimadas de la indisponibilidad del acceso debidas a los necesarios trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de las instalaciones de transporte, que pudieran afectar a la instalación de conexión. Al preparar el transportista las propuestas de programación de estas ventanas, tendrá en cuenta las fechas más convenientes para el sujeto. Ante la falta de acuerdo en dicha programación, el sujeto propondrá una programación alternativa.

El diseño de las instalaciones de conexión no condicionará el futuro desarrollo de la red de transporte y debe ser compatible con las instalaciones planificadas.



Los límites que definen la instalación de enlace, la frontera entre red de transporte y no transporte, y la instalación de conexión según se define en la normativa vigente se representan en las figuras del apartado 5.1.

La instalación de enlace estará compuesta de instalaciones de transporte y de no transporte de una única tensión cuando la conexión se efectúe a través de una línea y de dos o más tensiones cuando se efectúe a través de un transformador. La instalación de conexión, por su parte, se compondrá únicamente de instalaciones no transporte.

En aplicación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, los elementos integrantes de la red de transporte deberán contar con un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades de la gestión técnica del sistema eléctrico, así como para garantizar la seguridad de la misma frente a perturbaciones externas. Este equipamiento de transporte deberá ser de transporte.

En caso de que la conexión se efectúe a través de una línea no transporte, los equipos de protección, control y comunicaciones asociados a dicha salida de línea que instaladas en la subestación de transporte tendrán la consideración de elementos de transporte. Por su parte, los elementos de protección, control y comunicaciones de la línea y de la subestación no transporte tendrán la consideración de elementos no transporte y deberán ser compatibles y funcionar adecuadamente con los sistemas y elementos de la red de transporte. El mantenimiento y operación de estos elementos y sistemas no transporte serán responsabilidad del agente titular de la instalación.

En caso de que la conexión se efectúe a través de un transformador no transporte, los equipos de protección propios de la máquina se encontrarán ubicados en la instalación no transporte y tendrán la consideración de elementos no transporte; por su parte, los equipos de protección asociados a la posición de salida del transformador en la subestación de transporte tendrán la consideración de elementos de transporte.

La medida se efectuará de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico, y sus instrucciones técnicas complementarias, aprobadas por la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de



medida del sistema eléctrico, o posteriores que los sustituyan. El detalle de la instalación de los equipos se encuentra en el apartado 6.1 del presente anexo.

La modificación que se deba ejecutar en la red de transporte para posibilitar la conexión de instalaciones no transporte obedecerá a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en el procedimiento de operación 13.1 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular; a lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores; y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Los requisitos aplicables a las instalaciones de transporte, tanto en caso de modificación de subestaciones existentes como de nuevas instalaciones, se encuentran recogidos en el procedimiento de operación 13.3 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular.

Con independencia del tipo de instalación, su conexión a la red de transporte se deberá efectuar mediante modificación y/o ampliación de una subestación existente o planificada con carácter vinculante.

La instalación de enlace y la frontera transporte–no transporte quedarán definidas del modo indicado en las siguientes tablas, si bien se podrían acordar soluciones de detalle diferentes para casos particulares que no respondan a los indicados.

- Instalaciones no distribución:

Instalación de transporte	<ul style="list-style-type: none">• Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones.• En los casos de conexión mediante línea o tendido aéreo: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el amarre de la línea o tendido aéreo al primer elemento del parque de transporte.• En los casos de conexión mediante cable aislado: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el terminal del cable en el parque de transporte (el terminal es no transporte; y si fuese necesario instalar
---------------------------	--



	pararrayos de protección del cable, ésta y sus elementos de conexión con el cable serían no transporte).
Instalación no transporte	<p>Conexión mediante línea:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La subestación del lado de la instalación que se conecta a la red de transporte. • La línea aérea / cable aislado entre los parques no transporte y transporte. <p>Conexión mediante transformador de potencia parque transporte / parque no transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La subestación del lado de la instalación que se conecta a la red de transporte. • El transformador de potencia (incluye sus pararrayos y sus elementos de conexión con el transformador). • El tendido aéreo / cable aislado y equipamiento entre el parque de transporte y el transformador de potencia.

Tabla 3: Definición de la instalación de transporte y no transporte para instalaciones que no sean de distribución.

- Instalaciones de distribución: la conexión se efectuará mediante transformador/es de distribución, tensión transporte / distribución, situados junto a la subestación de transporte. La instalación conjunta quedará definida en AT de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla 4:

Instalación de transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios. • Los tendidos aéreos / cables aislados a nivel de tensión de conexión entre la salida del parque de transporte y el transformador de potencia excluyendo éste, sus pararrayos y los elementos de conexión entre éstas y el transformador de potencia. El transformador estará ubicado lo suficientemente próximo al parque de transporte para no requerir ningún elemento de transporte adicional a los de la posición del parque.
Instalación no transporte	<p>Conexión mediante transformador de potencia tensión transporte / tensión distribución:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La subestación del lado de distribución. • El transformador o transformadores de potencia tensión transporte / tensión distribución (incluye sus pararrayos y todos los elementos que se instalen físicamente en el transformador para su conexión).

Tabla 4: Definición de la instalación de transporte y no transporte para instalaciones de distribución

5. Requisitos de diseño y equipamiento

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán estar dotadas de los elementos necesarios para garantizar que su funcionamiento permita la operación



normal del sistema eléctrico y que su comportamiento sea el previsto en situaciones excepcionales.

5.1 Equipamiento de potencia

Las configuraciones básicas aplicables a las instalaciones a las que les resulte de aplicación el presente anexo se describen a continuación:

Entre otros criterios, en función de la distancia entre el parque de transporte y el parque no transporte, la instalación de enlace entre ambos se considerará:

- TIPO L: Línea no transporte sin transformación (conexión de instalaciones que no sean de distribución)
- TIPO T: Transformador no transporte
 - TIPO T1: Conexión de instalación que no sea de distribución
 - TIPO T2: Conexión de instalación de distribución

Las figuras siguientes representan las configuraciones básicas de las instalaciones de enlace en las tres variantes principales, indicándose en ellas la frontera entre transporte y no transporte, límite entre parques, instalación de conexión –definida según lo indicado en la normativa vigente–, instalación de enlace y la designación de los elementos que en ellas participan. En relación con las mismas, debe considerarse lo siguiente:

- El unifilar de la subestación de transporte se definirá según el procedimiento de operación 13.3 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular.
- En caso de situaciones excepcionales diferentes a las indicadas en este anexo, las mismas se analizarán de forma particular a fin de determinar la solución que mejor se adapte a los criterios indicados en este procedimiento de operación.

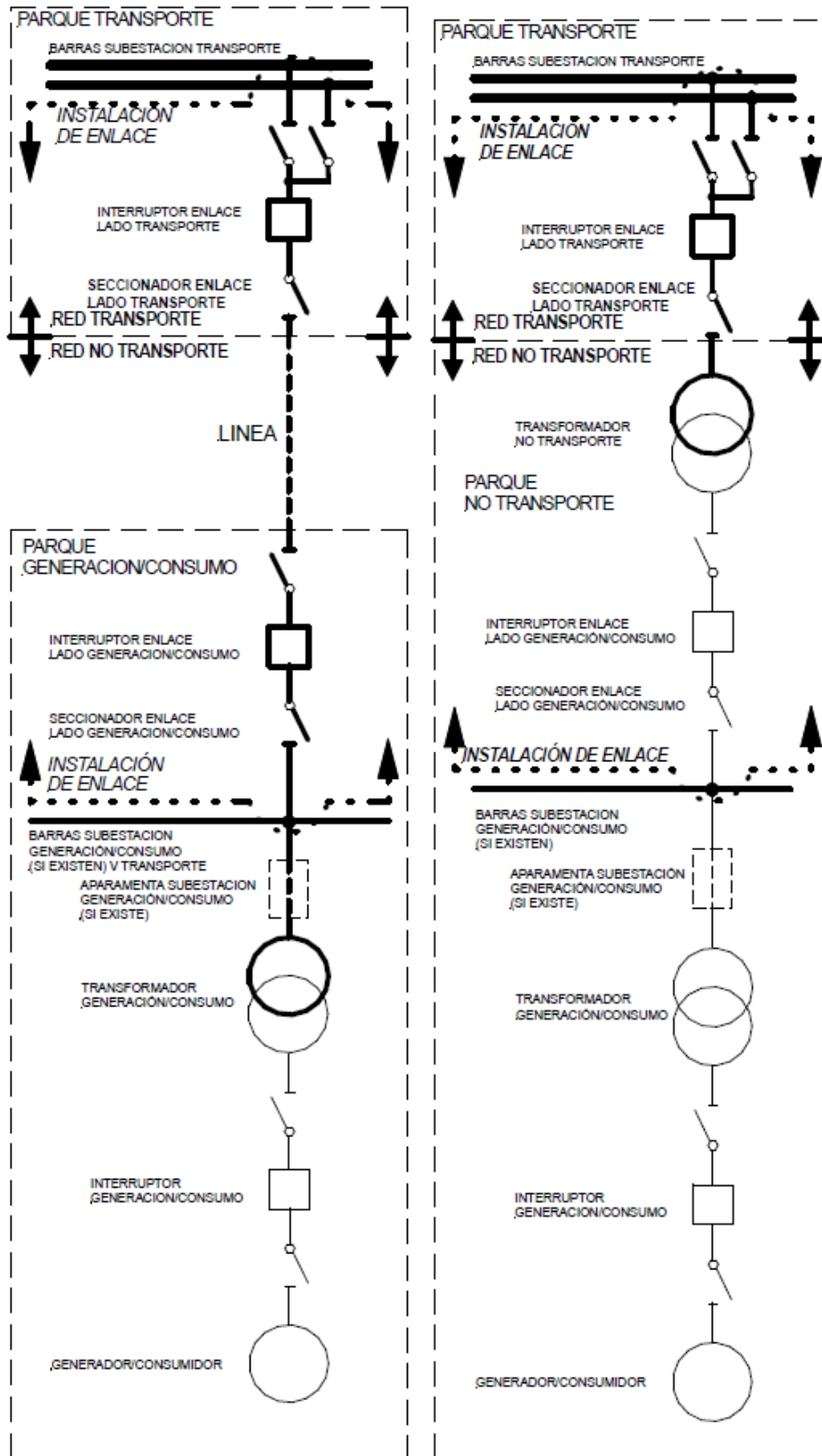


Figura 1: Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo L y T1

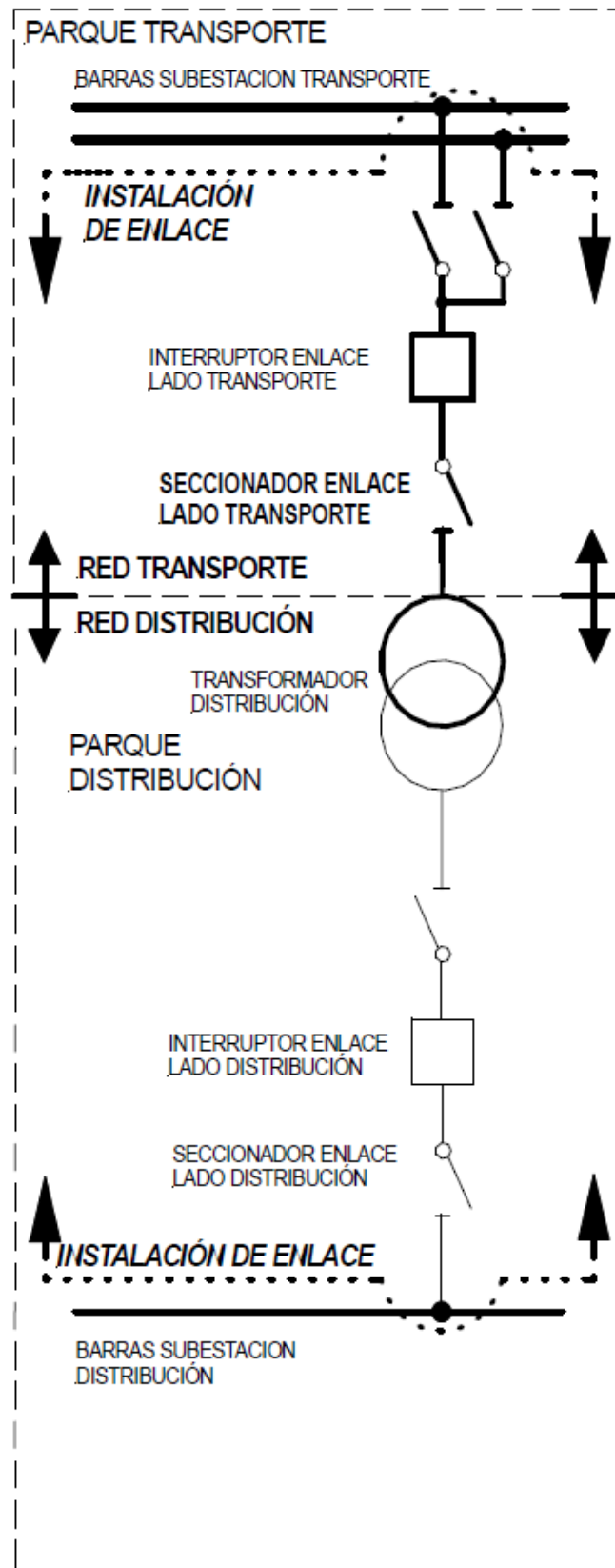


Figura 2: Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo T2



Por su parte, la Figura 3 representa un diagrama en el que se señala el punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio:

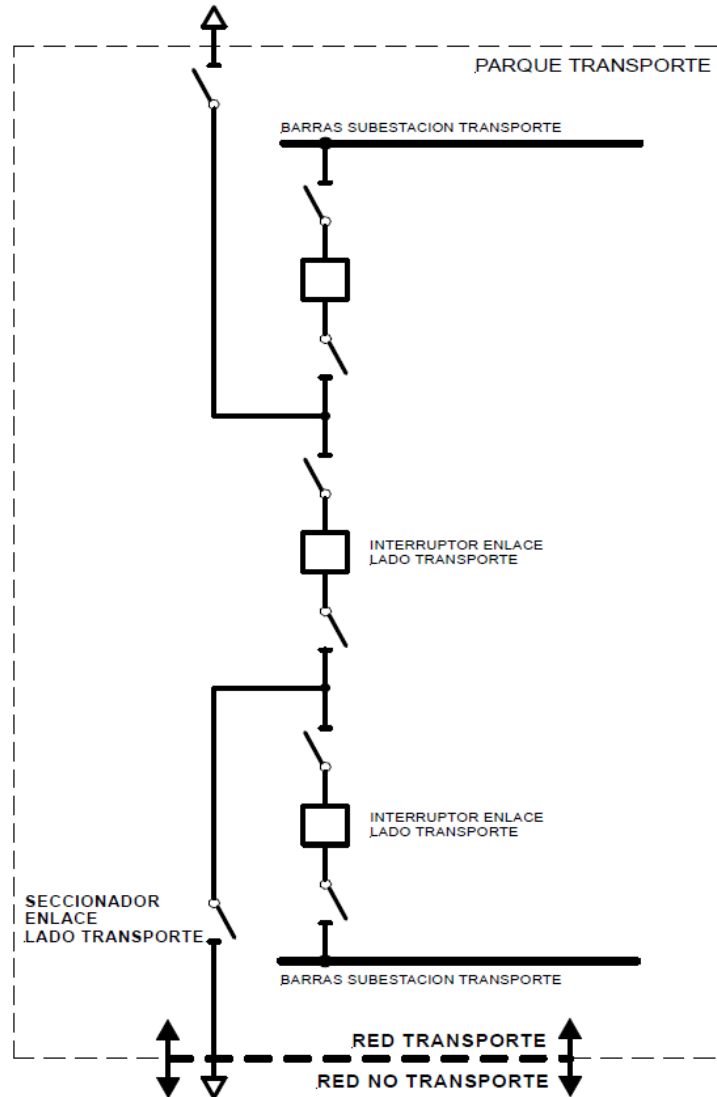


Figura 3: Diagrama para la identificación del punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio

Independientemente de la solución adoptada para la definición de la instalación de enlace, deberán instalarse interruptores en ambos extremos de la instalación de enlace —lado red de transporte y lado instalación no transporte—.

La solución preferente para instalaciones de generación o almacenamiento será aquella en la que siempre exista interruptor de máquina —interruptor de generación en las



figuras— y un interruptor no transporte de enlace lado generación. Únicamente se podrá prescindir de uno de los dos interruptores en las instalaciones del TIPO T1, cuando las funciones de transformador no transporte de enlace y de transformador de generación sean realizadas por la misma máquina.

En las instalaciones de demanda o de red de distribución directamente conectados a la red de transporte, se podrá prescindir también de uno de los dos interruptores, preferentemente el de enlace, cuando las funciones del transformador no transporte y del transformador, sean realizadas por la misma máquina.

No resultará aceptable que la función de sincronización a red, en el caso de que la instalación que se conecta a la red de transporte lo requiera, sea efectuada por interruptores de la red de transporte, salvo en el caso en que se establezca un acuerdo para sincronización; caso de operación en isla; o un acuerdo para aquellos casos en los que se deba utilizar dichos interruptores para secuencias especiales, como en el caso de instalaciones de bombeo u otras.

En el caso de que la instalación de enlace incluya una línea y/o cable aislado, éstos se diseñarán en base a una coordinación con los criterios de diseño definidos en el procedimiento de operación 13.3 del Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el procedimiento de operación 13 del Sistema Eléctrico No Peninsular, en su caso, para las instalaciones de transporte, con aceptación previa del transportista.

No se aceptarán instalaciones de enlace constituidas por líneas o cables con conexiones en T, salvo el caso de conexión del transformador de servicios auxiliares del generador en el lado de baja tensión del transformador de generación.

En el caso de que la instalación de enlace incluya un transformador de potencia no transporte, éste cumplirá los requisitos mínimos establecidos en los procedimientos de operación relativos a condiciones de tensión y frecuencia, protecciones, información sobre cambiador de tomas y señales de interfase.

Los arrollamientos del lado de red de transporte del transformador de potencia deberán conectarse en estrella. La conexión del punto neutro de dicha estrella del transformador será, salvo indicación expresa en contra del operador del sistema, rígidamente puesto



a tierra. El titular del transformador de distribución podrá proponer al operador del sistema el modo de puesta a tierra de dicho neutro del transformador. En caso de instalaciones de generación, los arrollamientos del lado de generación deberán conectarse en triángulo. No obstante, se podrán establecer otras conexiones previo acuerdo con el operador del sistema.

5.2 Sistema de protección

El sistema de protección del elemento de interconexión entre la red de transporte y la red de no transporte (línea de enlace en su caso) y del transformador de no transporte de tipo T1 o tipo T2 (figuras 1 o 2 respectivamente) que hacen de elemento frontera, deberá cumplir al menos con el Procedimiento de Operación 11.1 del Sistema Eléctrico Peninsular Español y el Procedimiento de Operación 11.1 del Sistema Eléctrico No Peninsular, en cada caso, o los procedimientos que les sustituyan.

Dependiendo del tiempo crítico del sistema en el punto de conexión a la red de transporte y del mantenimiento de la selectividad en caso de pérdida de un sistema de telecomunicación, para el caso de líneas/cables, se dotará del número necesario de sistemas de telecomunicaciones independientes asociados al sistema de protección, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Operación 11.1 del Sistema Eléctrico Peninsular Español y el Procedimiento de Operación 11.1 del Sistema Eléctrico No Peninsular, en cada caso, o los procedimientos que les sustituyan.

5.3 Servicios auxiliares

Deberá existir independencia física y funcional entre el equipamiento de servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua de la red de transporte y el equipamiento de otras redes. De manera excepcional, en el caso de que no se considerara posible realizar dicha separación, se valorarán entre ambas partes las posibles alternativas que, de común acuerdo, den solución al problema.

En puntos de conexión de generación y distribución, mientras esté en servicio la instalación a la que sirve la instalación de transporte, ésta deberá tener posibilidad de apoyo de alimentación de corriente alterna desde la instalación no transporte.



En el caso de que la instalación conectada a la red de transporte solicite alimentación eléctrica auxiliar desde la subestación de transporte, se atenderá a la disponibilidad de la misma, aceptando las especificaciones de diseño del transportista y garantizando el cumplimiento de la regulación vigente.

5.4 Red de tierras

Se coordinará el diseño de la red de tierras de la instalación conectada a la red de transporte con los niveles de falta en el punto de conexión y con la red de tierras de la subestación de transporte.

5.5 Intercambio de información con el operador del sistema

La información y los mecanismos de intercambio de información con el operador del sistema serán los establecidos en los vigentes procedimientos de operación que regulan el intercambio de información entre los distintos sujetos del sistema eléctrico español y el operador del sistema.

5.6 Supervisión

Las condiciones y el desarrollo de los procesos de acceso y conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o modificación de las existentes, ampliación de potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red serán las establecidas en la normativa vigente.

El operador del sistema supervisará el cumplimiento de los requisitos de diseño y equipamiento.

5.7 Conexión de transformadores a la red de transporte

En el caso de la conexión de transformadores de un sujeto generador, demanda o red de distribución a la red de transporte, el operador del sistema identificará en la etapa de la solicitud de acceso y conexión la necesidad de dotar al interruptor del lado de alta de dicho transformador con un sistema de maniobra controlada para la maniobra de cierre del interruptor del transformador, al objeto de minimizar la corriente transitoria de magnetización de conexión del transformador a valores seguros para el sistema eléctrico, lo que pondrá en conocimiento del titular de la instalación en el permiso de



acceso y conexión. Dicho sistema estará formado por el relé y los elementos asociados que le proporcionen las señales necesarias y que permitan canalizar las actuaciones para su correcto funcionamiento. El titular de la instalación tendrá la potestad de plantear una solución alternativa, cuya viabilidad será analizada por el operador del sistema.

En relación a la dotación del interruptor del transformador equipado con un sistema de maniobra controlada:

- En el caso de que el interruptor al que está asociado el sistema de maniobra controlada es propiedad del transportista, el titular de la instalación se hará cargo de la compra e instalación del sistema de maniobra controlada, que pasará a ser propiedad del transportista.
- En el caso de que el interruptor al que está asociado el sistema de maniobra controlada sea propiedad del titular de la instalación, el mismo deberá hacerse cargo de la compra e instalación del sistema de maniobra controlada y será responsable de su correcto ajuste, instalación, pruebas, operación y mantenimiento, debiendo proporcionar la documentación técnica pertinente.

En ambos casos, el interruptor del transformador maniobrado por el sistema de maniobra controlada será especificado para cumplir los requisitos requeridos por la maniobra controlada (mando unipolar, precisión en el tiempo de cierre, etc.).

6. Condiciones de funcionamiento

6.1 Instalaciones de medida

Los titulares de la instalación ubicarán los equipos que resulten aplicables conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida en instalaciones independientes de la instalación de transporte.

De manera excepcional, en caso de que lo indicado en el párrafo anterior no resulte factible, la ubicación en la instalación de transporte de los equipos de medida deberá justificarse mediante la acreditación de la no disponibilidad de medios alternativos independientes de dicha red. En tal caso, el transportista y el propietario establecerán un contrato conforme a los siguientes criterios:



- a) Mantener la máxima independencia posible entre los elementos propios de la red de transporte y los del titular de la instalación.
- b) La propiedad y responsabilidad de toda la aparamenta y de los equipos necesarios —tanto principales como redundantes y de comprobación— para la medida de la energía aportada o consumida de la red de transporte corresponderá al titular de la instalación conectada.
- c) Las condiciones de seguridad de la instalación de transporte serán responsabilidad de su titular, obligándose el titular de la instalación conectada a asumir todos los condicionados de seguridad que éste requiera conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida.
- d) El contrato regulará el acceso a los equipos de medida, así como la presencia de personal del transportista cuando las intervenciones del titular de la instalación conectada deban realizarse en el área de transporte.

6.2 Mantenimiento

El programa de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte se realizará conforme a lo previsto en el procedimiento de operación 3.4. del Sistema Eléctrico Peninsular Español y el procedimiento de operación 3.4 del Sistema Eléctrico No Peninsular.

Para asegurar el cumplimiento de las condiciones de seguridad de la red de transporte, el mantenimiento de las instalaciones de enlace deberá seguir los criterios establecidos por el transportista, pudiendo éste solicitar al agente los protocolos y documentación que considere oportunos para verificar el cumplimiento de tales criterios.

Con carácter previo a la puesta en servicio de las instalaciones de enlace y/o del resto de la instalación que se conectará a la red de transporte, se deberán acordar entre el transportista y el titular de la instalación los procedimientos particulares relativos a mantenimiento, duración y periodicidad de descargos, control de accesos y seguridad o cualesquiera otros que se consideren precisos elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista en coordinación con el agente.



En el permiso de conexión se fijará el plazo de definición de dichos procedimientos que se incluirán como anexos en el contrato técnico de acceso.

6.3 Maniobras

Con carácter previo a la puesta en servicio, deberán haberse acordado entre el transportista y gestor de la red de transporte y el propietario de la instalación de generación de electricidad los procedimientos particulares relativos a ejecución de maniobras o cualesquiera otros que el gestor de la red de transporte y transportista considere preciso elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista y gestor de la red de transporte en coordinación con el propietario de la instalación de generación de electricidad a través del correspondiente centro de control de generación y demanda o del centro de control del gestor de la red de distribución.

Las instalaciones de transporte y las conectadas a ellas deben contar con los medios propios que les permitan gestionar adecuadamente sus respectivas actividades, y en consecuencia hacer frente a sus responsabilidades. En particular, los titulares de las instalaciones conectadas dispondrán de un interlocutor disponible 24 horas al día con capacidad para maniobrar en tiempo real la instalación de enlace. Dicho interlocutor podrá ser un tercero contratado por el agente propietario para tal fin.

La instalación que se conecte a la red de transporte deberá contar como mínimo con un interruptor que haga función de interruptor de máquina, entendiéndose como tal al interruptor instalado en el nivel de tensión del generador. Cuando se hubiese prescindido del interruptor de enlace del lado generación, en caso de las instalaciones tipo T1, el titular de la instalación de generación podrá solicitar un acuerdo específico con el transportista para la operación de las posiciones de la subestación de transporte que habilitan la conexión. Esta situación únicamente será posible en aquellos casos en los que el generador tenga la posibilidad de funcionar en isla sobre sus servicios auxiliares o cuando la función de sincronización solo se pueda realizar con la posición de red de transporte que habilita la conexión. En todo caso, la decisión sobre la cesión del mando en la instalación de transporte será siempre potestad del propietario de la instalación de transporte y estará sujeta a la aprobación del operador del sistema.



En el referido acuerdo deberán recogerse cuantas condiciones técnicas y económicas de garantía del servicio se consideren necesarias por ambas partes (incluyendo, por ejemplo, tiempos de indisponibilidad, consecuencias de operaciones incorrectas por fallo de equipos de la red de transporte de los que se cede el uso temporal, acuerdos de mantenimiento, responsabilidades económicas por daños, seguros a contratar, coordinación de protecciones, etc.).

Asimismo, con carácter previo a la puesta en servicio de las instalaciones de conexión, el titular de la instalación conectada deberá firmar, a través del Centro de Control que opere la instalación de enlace en el caso que se trate de un tercero, con el Centro de Control que opere la instalación a la que se conecte, un acuerdo general de maniobras donde quedará especificado:

- La responsabilidad de maniobra de cada posición.
- La forma de ejecutar las maniobras en situación normal y en situación de emergencia.
- Ejecución de maniobras ante trabajos en la instalación o ante disparos fortuitos.
- Actuación ante fallo de las vías de comunicación de voz entre los centros de control responsables de las maniobras o ante pérdidas de telemando de las instalaciones.
- Otras cuestiones que vengan reflejadas en el contrato técnico de acceso y que condicionen la operación de la instalación de enlace.

Este acuerdo general quedará plasmado en un procedimiento general de maniobras entre el titular de la instalación conectada, a través del Centro de Control responsable de las maniobras que opere la instalación de enlace si se tratase de un tercero, y el Centro de Control que opere la instalación a la que se conecte.

6.3.1 Grupos con interruptor de máquina

El interruptor de máquina se encuentra representado como interruptor generación en Figura 1.

Toda operación normal del grupo se realizará mediante el interruptor de máquina, o el interruptor de enlace lado no transporte, en función del tipo de instalación. El acuerdo



específico se referirá a la sincronización desde operación en isla o cuando la función de sincronización sólo pueda ser realizada por la posición de red de transporte que habilita la conexión.

Los elementos necesarios para realizar la sincronización serán propiedad y responsabilidad del generador y se instalarán asociados al interruptor a sincronizar.

El transportista proporcionará al generador las señales de tensión de la subestación, y los elementos de sincronización del generador actuarán directamente sobre los interruptores que realicen la función de sincronización.

Cuando la central y la subestación de transporte estén unidas por un circuito, considerándose la instalación como de TIPO L, el encargado de realizar la sincronización con la red de transporte será el interruptor de enlace lado generación (no transporte), no aplicando acuerdos específicos en este caso.

Las maniobras de los interruptores de enlace lado transporte como elementos de la red de transporte tendrán prioridad sobre la maniobra de sincronización del grupo cuando se haya quedado en isla.

6.4 Condiciones de conexión y desconexión

Los centros de control de generación y demanda, a petición del operador del sistema, serán responsables de predisponer en teledisparo, en reducción automática de potencia, o de aplicar otros automatismos, conforme al apartado 3, a las instalaciones conectadas a la red de transporte que les resulte de aplicación.

En el caso de generación renovable, cogeneración y residuos, se podrá implementar teledisparo por alimentación degradada a consumidores aislados y ante cualquier apertura del interruptor de la subestación de transporte.

El operador del sistema podrá revisar el contrato establecido entre el gestor de la red de distribución y las instalaciones conectadas a esas mismas redes que le resulte de aplicación y proponer su modificación si lo considera oportuno. En determinados casos, el operador del sistema podrá establecer compromisos contractuales con la empresa de distribución, que deberán ser puestos en conocimiento de la administración



competente. Este caso puede ser ampliable a los contratos establecidos entre comercializadores y consumidores.



Anexo II

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de generación de electricidad

1. Módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los propietarios de los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.b del presente real decreto y con independencia de que se conecten a la red de distribución o transporte, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
 - Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

1.1 Requisitos de frecuencia

1.1.1 Control de la potencia

Los controles de la potencia programada o de despacho –de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa, de anti vertido en autoconsumidores o si el módulo de generación de electricidad dispone de un sistema de control coordinado, según se



menciona en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida—, se diseñarán de forma que no se impida:

- Las inyecciones transitorias naturales —respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.— de las máquinas eléctricas, los incrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico, en su caso, que pudiesen superar la capacidad máxima e independientemente del valor de las mismas.
- Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia —MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U— mientras no se alcance su capacidad máxima, en cuyo caso, se debe saturar la respuesta de dicha regulación potencia frecuencia.
- El amortiguamiento de oscilaciones u otros controles incrementales de la potencia, del módulo de generación de electricidad mientras no se alcance su capacidad máxima, en cuyo caso, se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para lograr tal cometido, las velocidades de respuesta de los controles de potencia programada o de despacho deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentas para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles dependientes de la frecuencia.

En particular, a efectos de no impedir las inyecciones transitorias naturales —respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.— de las máquinas eléctricas ni los incrementos/decrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico en su caso, el sistema de control coordinado sólo actuará tras una temporización de 30 segundos superando la capacidad de acceso concedida.

El operador del sistema podrá establecer una especificación técnica del sistema de control coordinado, la cual podría modificar lo aquí establecido al respecto, para lo cual, el operador del sistema, bajo la supervisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, organizará en su caso un grupo de trabajo que incluya la participación de los sujetos y agentes interesados, en particular gestores de red y



asociaciones reconocidas de generación y almacenamiento. La propuesta de especificaciones elaborada a partir de las conclusiones del grupo de trabajo se someterá a consulta de las partes interesadas y deberá ser comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre la misma en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

1.1.2 Rangos de frecuencia

En relación con los periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red, se establece que, en función de las limitaciones físicas del aprovechamiento —hidroeléctrico, entre otros— y tecnológicas justificadas, se podrán acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores con el operador del sistema. No obstante, deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por sobrefrecuencia.

Si un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla, el gestor de la red de distribución podrá proponer al propietario del módulo de generación de electricidad, en coordinación con el operador del sistema, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar sin desconectarse en caso de que el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.

1.1.3 Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U

En relación con los modos de regulación potencia frecuencia, los módulos de generación de electricidad cumplirán con las siguientes especificaciones:

- Tendrán la capacidad técnica de activar y de desactivar de forma independiente cada uno de los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U que le corresponda cumplir en función de su significatividad.



- La banda muerta del modo MRPF se debe interpretar en valor absoluto, es decir, se implementarán sendos tramos de frecuencia sin respuesta en potencia alrededor de 50 Hz, uno de frecuencia positiva y otro de frecuencia negativa, siendo ambos tramos de igual amplitud que la banda muerta definida.
- En cuanto a la monitorización del MRPF para los módulos de parque eléctrico, debe aportarse el valor de la potencia producible en tiempo real.
- Adicionalmente, el módulo de generación de electricidad de tipo C o D tendrá capacidad de recibir del operador del sistema e implementar consignas de limitación a la provisión de reserva de potencia a subir y a bajar a utilizar por los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.
- Se establece como nivel mínimo de regulación para los módulos de parque eléctrico el 20% de la capacidad máxima. No obstante, se aceptará cualquier valor inferior si el titular del módulo de generación de electricidad declara un valor menor en el acuerdo de conexión. En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, el nivel mínimo de regulación se considerará igual al mínimo técnico. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los módulos de parque eléctrico, se permitirán niveles mínimos de regulación y mínimos técnicos mayores en situaciones justificadas por limitaciones físicas del aprovechamiento primario como, por ejemplo, pueda ocurrir en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

1.2 Requisitos de tensión

1.2.1 Control de inyección rápida de corriente

Durante las faltas desequilibradas, se permitirá una reducción en la corriente reactiva en las secuencias positiva y negativa respecto a los valores de corriente requeridos siempre que, al menos, la corriente inyectada sea mayor o igual a la corriente aparente nominal, de manera que las componentes de secuencia positiva y negativa estén limitadas en la misma proporción. No obstante, para la tecnología doblemente alimentada, se considerará válida la reducción si la componente de secuencia positiva es superior al 40% de la corriente aparente nominal.

1.2.2 Modos de control combinado de potencia reactiva



Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán disponer de un esquema combinado de control a consigna de potencia reactiva y a consigna de tensión. El modo de control combinado se deberá diseñar teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El modo de control de potencia reactiva operará como se especifica en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, regulando la potencia reactiva en el punto establecido según el procedimiento de operación 7.4 o la normativa que le sustituya, según la consigna recibida. En ningún caso el tiempo de respuesta será inferior a 1 minuto.
- El modo de control de tensión operará como se especifica en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio. No obstante, dicho modo de control deberá regular la tensión en los terminales de la unidad generadora constituyente del módulo de parque eléctrico —por ejemplo, en los terminales del convertidor— con una velocidad de respuesta inferior a 250 ms, salvo que el titular de la instalación o el gestor de la red de transporte o distribución correspondiente soliciten motivadamente otra configuración. En tal caso, y en coordinación con el operador del sistema, podrán modificarse los parámetros de control cuando exista riesgo de inestabilidades que haga necesario ajustar, entre otros, la velocidad de respuesta.

La consigna de tensión será gestionada por el propietario del módulo de parque eléctrico de forma que la misma se coordine convenientemente con el cambiador de tomas del transformador de evacuación, en su caso, y que la contribución de este control de tensión tienda a ser nula en el régimen permanente posterior. No obstante, ante la posibilidad de situaciones de inestabilidad asociadas a la gestión de la tensión de consigna, el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá modificar los tiempos de gestión de la tensión de consigna antes indicados.

- La respuesta de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico será la combinación de ambos modos de control.



El operador del sistema establecerá una especificación técnica del control combinado de potencia reactiva, la cual podría modificar lo aquí establecido. Para la elaboración de la especificación, el operador del sistema, bajo la supervisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, organizará, en su caso, un grupo de trabajo que incluya la participación de los sujetos y agentes interesados; en particular, gestores de red y asociaciones reconocidas de generación y almacenamiento. La propuesta de especificaciones elaborada a partir de las conclusiones del grupo de trabajo se someterá a consulta de las partes interesadas y deberá ser comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre la misma en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

1.2.3 Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo D

Las condiciones y ajustes para desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV serán los establecidos en la Tabla 5.

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
< 0,85 pu	1,5 segundos
> 1,20 pu	5 segundos

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

1.2.4 Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo A, B y C conectados en red de distribución radial

En el caso de los módulos de generación de electricidad de tipo A, B y C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, las condiciones y ajustes para la desconexión de dichos módulos serán las recogidas en la Tabla 6:

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
< 0,85 pu	1,5 segundos
> 1,20 pu	5 segundos

Tabla 6: Condiciones y ajustes para desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo A, B o C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV.



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

1.2.5 Capacidad ante oscilaciones adversas

En el rango de frecuencia entre 0,1 Hz y 20 Hz, los sistemas de control y las características de diseño de los módulos de parque eléctrico tipo C y tipo D deberán cumplir con los requisitos establecidos a continuación, en relación con las oscilaciones adversas de la potencia activa y reactiva cuando las condiciones del sistema se mantengan dentro de los rangos de frecuencia y los rangos de tensión establecidos en las Tablas 1, 2 y 3 del Anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio:

a) La amplitud de las oscilaciones adversas no deberá superar:

- Para la potencia activa: el valor máximo entre el $\pm 0,5$ % de la capacidad máxima y ± 500 kW.
- Para la potencia reactiva: el valor máximo entre el $\pm 0,5$ % de su capacidad reactiva máxima y ± 150 kVar.

El operador del sistema podrá modificar los valores de amplitud antes mencionados si con los valores citados se producen situaciones de inestabilidad en la red que afecten a la seguridad del sistema.

b) Las oscilaciones originadas por controles que den soporte al sistema y que hayan sido establecidos por la normativa de aplicación —por ejemplo, el amortiguamiento de oscilaciones de potencia a través de implementación de sistemas POD— no serán consideradas oscilaciones adversas.

1.2.6 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y D deberán disponer de un sistema POD-Q (Power Oscillation Damping), módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante



potencia reactiva, y POD-P (Power Oscillation Damping), módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia activa. El amortiguamiento de oscilaciones de potencia deberá ser capaz de amortiguar las oscilaciones en el punto de conexión en el rango de 0,1 Hz – 1,5 Hz. El principio de funcionamiento, los ajustes y parámetros del control serán aprobados por el operador del sistema.

1.3 Requisitos de robustez

1.3.1 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta

Con el fin de contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta, los módulos de parque eléctrico tipo A deberán cumplir con las condiciones establecidas a estos efectos para los módulos de parque eléctrico de tipo B en el apartado 3.3.1 del Anexo 1 de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

1.3.2 Capacidad para soportar sobretensiones transitorias

Los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte serán los reflejados en la Figura 4, en lugar de los representados en la Figura 17 del apartado 3.2.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte serán los reflejados en la Figura 5, en lugar de los representados en la Figura 18 del apartado 3.2.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

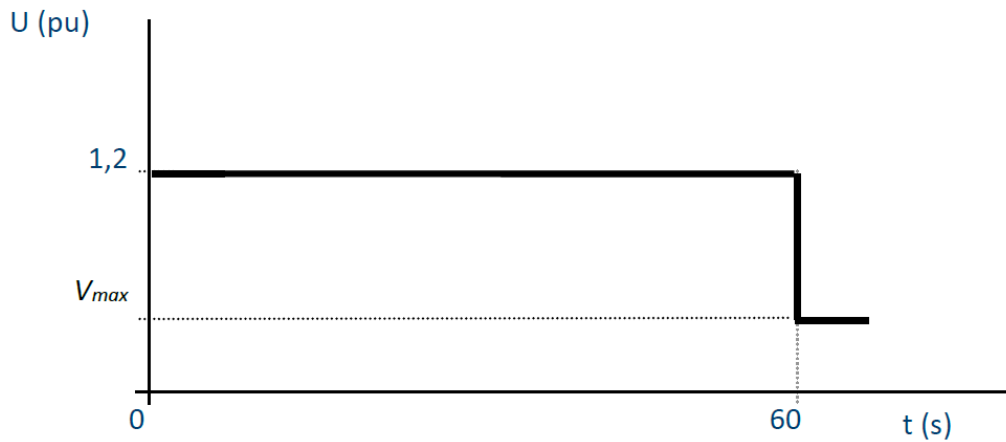


Figura 4: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte.

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

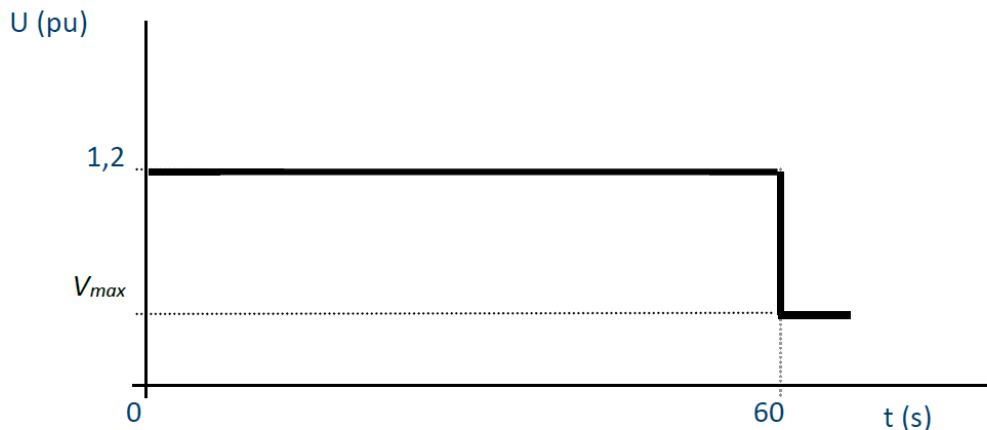


Figura 5: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por otro lado, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte serán los reflejados en la Figura 6, en lugar de los representados en la Figura 19 del apartado 3.3.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio



Finalmente, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C o D no conectado a la red de transporte serán los reflejados en la Figura 7, en lugar de los representados en la Figura 20 del apartado 3.3.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

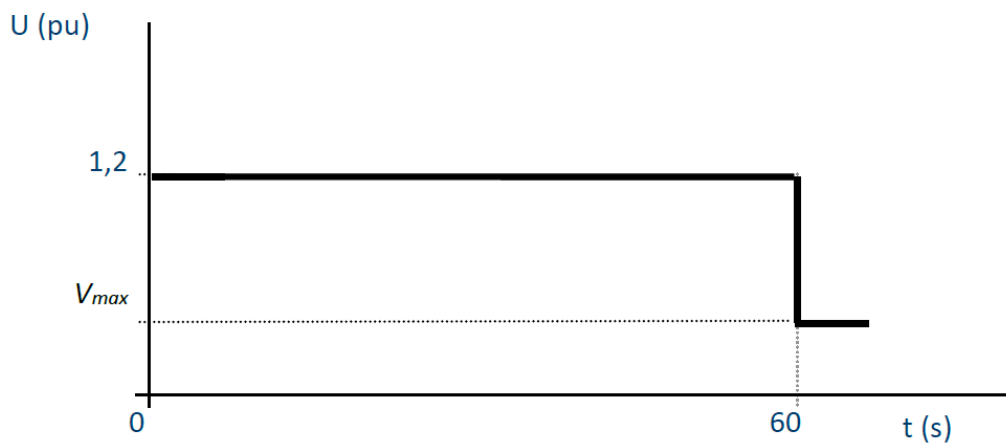


Figura 6: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte.

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

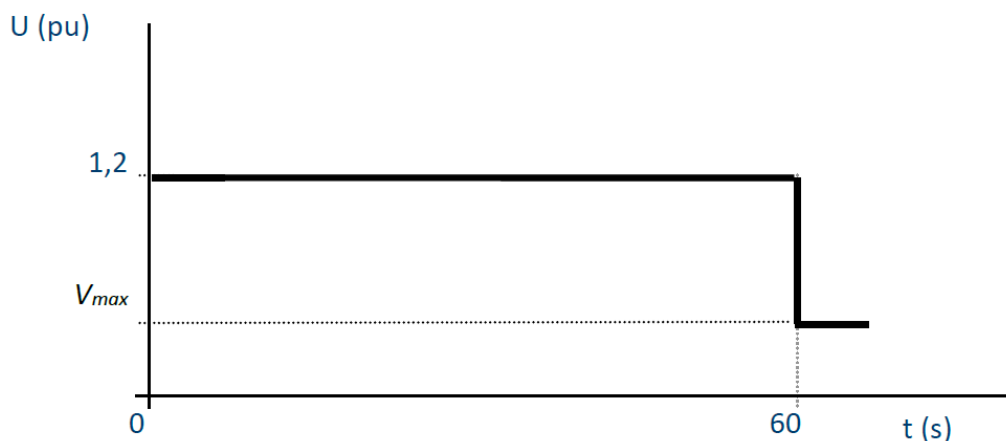


Figura 7: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C o D no conectado a la red de transporte.



V_{max}: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

1.4.1 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones en relación a la capacidad de limitación a las rampas de subida y bajada a los módulos de generación de electricidad C y D:

- Será ajustable dentro de un rango desde el 5%P_{max}/15 min hasta la capacidad técnica de subida y bajada de la potencia activa, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.6 del Anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, considerando la tecnología y la disponibilidad del recurso primario en cada momento.
- Tendrá la capacidad de ser ajustada en escalones del 1%P_{max}/15min hasta rampas del 100%P_{max}/15min y en escalones del 5% para rampas limitantes por encima del 100%P_{max}/15min.
- Se considera P_{max} como la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.
- Si el módulo de generación de electricidad no tuviese la capacidad técnica para establecer la limitación de rampa mediante un control continuo, se permitirá cumplimentar el requisito mediante la limitación de potencia en escalones discretos de hasta 15 minutos de duración.

En la Figura 8 se ejemplifican ambas formas de cumplimentación del requisito, ya sea de forma continua o mediante escalones discretos para el caso de rampa límite del 5%P_{max}/15min.

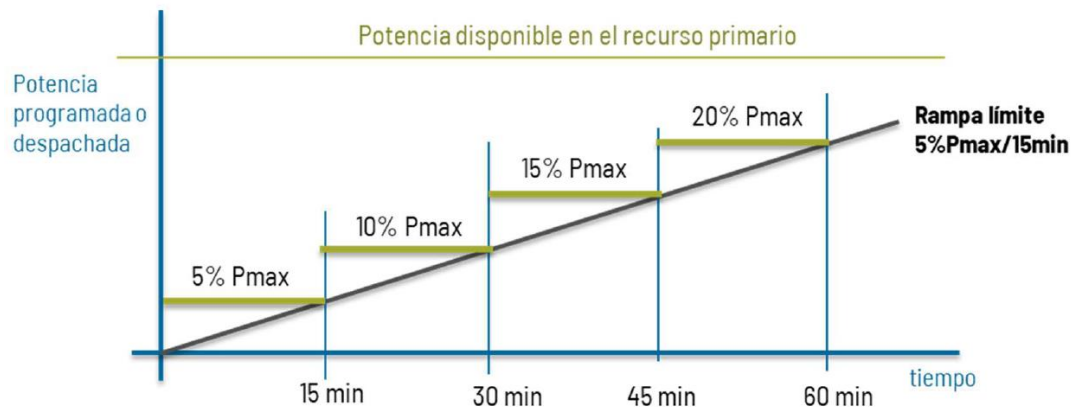


Figura 8: Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa

2. Módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular

Los propietarios de los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.b del presente real decreto y con independencia de que se conecten a la red de distribución o transporte, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del Sistema No Peninsular Español, en su caso.
- Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito al Sistema Eléctrico No Peninsular.
- Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.



- Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.1 Requisitos de frecuencia

2.1.1 Control de la potencia

Los controles de la potencia programada o de despacho —de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa, de anti vertido en autoconsumidores o si el módulo de generación de electricidad dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida—, cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.1.2 Rangos de frecuencia

En relación con los periodos de tiempo mínimos en los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red, se establece que, dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento —hidroeléctrico, entre otros— y limitaciones tecnológicas justificadas, se podrán acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores con el operador del sistema. No obstante, deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por sobrefrecuencia.

Si un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla, el gestor de la red de distribución podrá proponer al propietario del módulo de generación de electricidad, en coordinación con el operador del sistema, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deba ser capaz de funcionar sin desconectarse en caso de que el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.



Los periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión sin desconectarse de la red en caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV son establecidos en la Figura 9.

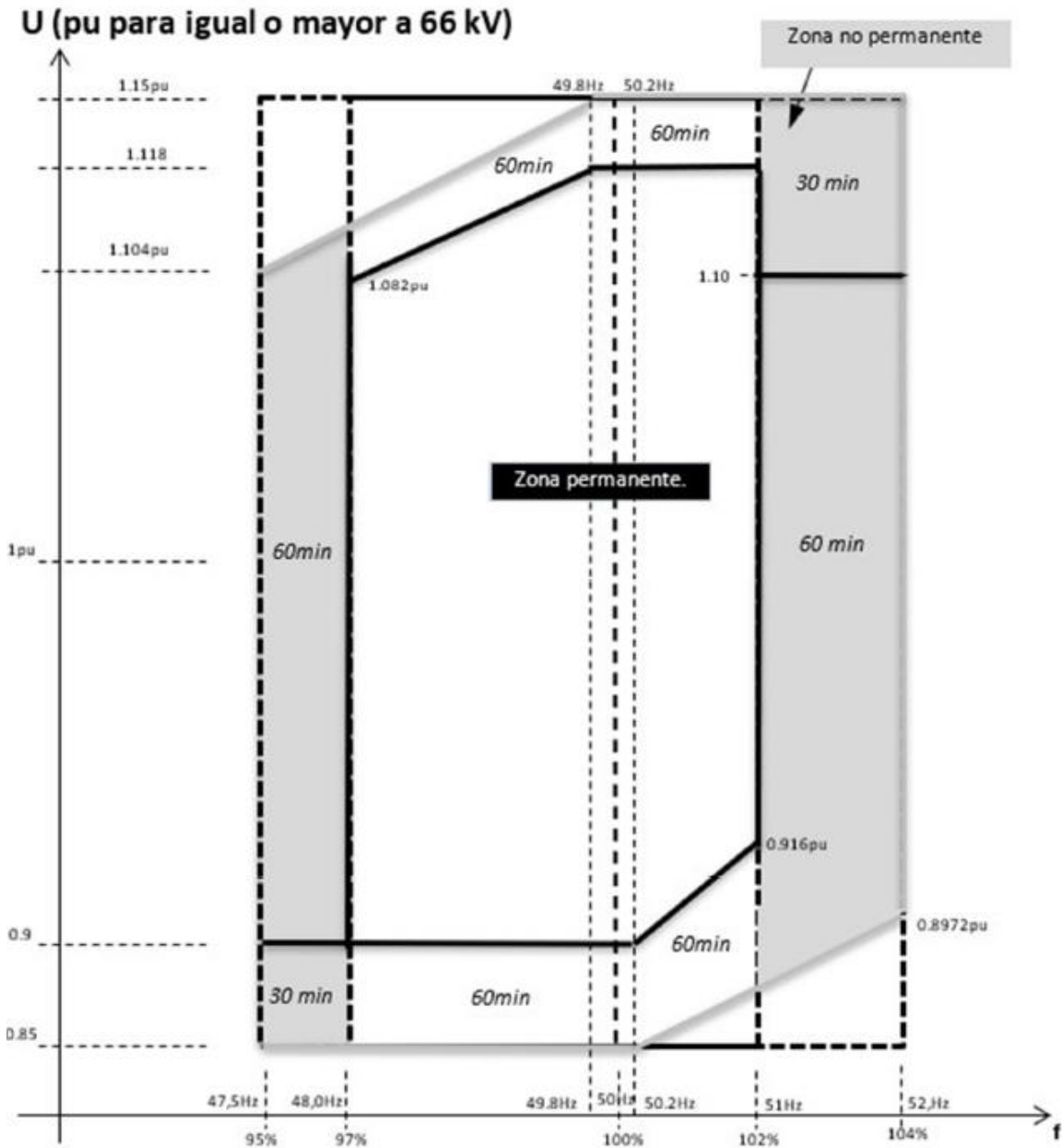


Figura 9: Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, sin desconectarse de la red en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV.



Adicionalmente, y a estos efectos, no resultarán aplicables los párrafos correspondientes de la Orden TED/749/2020 que permiten al gestor de red reducir el margen de actuación de las protecciones o disminuir el umbral de 2 Hz/s en caso de incidencias locales.

2.1.3 Nivel mínimo de regulación y mínimo técnico

Para los módulos de parque eléctrico se establece como nivel mínimo de regulación el valor del 20% de la capacidad máxima. No obstante, se considerará inferior si el titular del módulo de generación de electricidad declara un valor inferior en el acuerdo de conexión. En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, el nivel mínimo de regulación se considerará igual al mínimo técnico.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los módulos de parque eléctrico, se permitirán niveles mínimos de regulación y mínimos técnicos mayores en situaciones justificadas por limitaciones físicas del aprovechamiento primario como, por ejemplo, en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

2.1.4 Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U

Los módulos de generación de electricidad de tipo C o D tendrán la capacidad técnica de activar y de desactivar cada uno de los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U de forma independiente.

En el caso de módulos de parque eléctrico, el control MRPF podrá activarse y desactivarse en tiempo real a solicitud del operador del sistema en función de la necesidad de participación de esta generación en la regulación potencia frecuencia.

La banda muerta del modo MRPF debe interpretarse en valor absoluto. Es decir, se implementarán sendos tramos de frecuencia sin respuesta en potencia alrededor de 50 Hz: uno de frecuencia positiva y otro de frecuencia negativa, siendo ambos tramos de igual amplitud que la banda muerta definida.

Salvo indicación contraria por el operador del sistema, los tiempos de respuesta y ajustes por defecto de los parámetros que se considerarán en el Sistema Eléctrico No Peninsular serán los especificados en la Tabla 7:



Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPFL-O	Umbral de activación Δf_1	0,25 Hz	0,25 Hz	0,2 Hz
	Estatismo s_2	4%	4%	4%
	Retraso inicial t_a	150 ms o 300 ms (1)	150 ms o 300 ms (1)	300 ms
	Tiempo de respuesta t_r (4)	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima (3)	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima (3)
	Tiempo de establecimiento o t_e (4)	menor o igual a 10 s.	menor o igual a 10 s.	menor o igual a 10 s.
MRPFL-U	Umbral de activación Δf_1	-0,25 Hz	-0,25 Hz	-0,2 Hz
	Estatismo s_2	4%	4%	4%
	Retraso inicial t_a	150 ms o 300 ms (1)	150 ms o 300 ms (1)	300 ms
	Tiempo de respuesta t_r (5)	menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima (2).	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima (3)	menor o igual a 2 segundos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima (3)
	Tiempo de establecimiento o t_e (5)	menor o igual a 10 s	menor o igual a 10 s (3)	menor o igual a 30 s (3)
MRPF	$ \Delta P_1 / P_{max}$	10%	10%	10%
	$ \Delta f_i $	<30 mHz	<30 mHz	<30 mHz
	Banda muerta	± 50 mHz	± 50 mHz	± 0
	Estatismo s_1	4%	4%	4%



Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
	Demora inicial máxima admisible t_1 con inercia o con emulación de inercia	300 ms	300 ms	300 ms
	Demora inicial máxima admisible t_1 sin inercia o sin emulación de inercia	150 ms	150 ms	No aplica
	Tiempo de activación total t_2 con inercia o con emulación de inercia	2 s (6)	2 s (7)	2 s (7)
	Tiempo de activación total t_2 sin inercia o sin emulación de inercia	1 s (6)	1 s (7)	No aplica
(1) En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de emulación de inercia				
(2) Si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible, si bien se deberá justificar al operador del sistema si supera los 2 s.				
(3) Dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento —hidroeléctrica, bombeo, entre otros— y limitaciones tecnológicas justificadas —motores a gas, turbinas de gas, entre otros.— se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.				
(4) Aplica a las bajadas de potencia durante subidas de frecuencia estando activado el MRPFL-O o el MRPFL-U				
(5) Aplica a las subidas de potencia durante bajadas de frecuencia estando activado el MRPFL-U o el MRPFL-O				
(6) Si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible, si bien se deberá justificar al operador del sistema si supera el tiempo requerido.				
(7) Dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento —hidroeléctrica, bombeo, entre otros— y limitaciones tecnológicas justificadas —motores a gas, turbinas de gas, entre otros.— se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.				

Tabla 7: Tiempos de respuesta y ajustes por defecto de los parámetros que se considerarán el Sistema Eléctrico No Peninsular



Adicionalmente, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si el retardo en la activación inicial de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia es superior a 0,3 segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar evidencias técnicas que demuestren por qué se precisa un tiempo más largo.
- El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar completamente el suministro de reservas de regulación potencia frecuencia durante al menos 30 minutos si la fuente primaria de energía lo permite.
- En relación a la monitorización del MRPF para los módulos de parque eléctrico, se deberá aportar el valor de la potencia producible en tiempo real.
- Adicionalmente, el módulo de generación de electricidad tendrá capacidad de implementar consignas de limitación a la provisión de potencia recibidas por el operador del sistema a subir y a bajar a utilizar por los modos MRPF, MRPF-L-O y MRPF-L-U.

2.2 Requisitos de tensión

2.2.1 Control de inyección rápida de corriente

En el caso de faltas desequilibradas, se permitirá una reducción en la corriente reactiva en las secuencias positiva y negativa respecto a los valores de corriente requeridos, siempre que, al menos la corriente inyectada sea mayor o igual a la corriente aparente nominal de manera que las componentes de secuencia positiva y negativa estén limitadas en la misma proporción. No obstante, para la tecnología doblemente alimentada, se considerará válida la reducción si la componente de secuencia positiva es superior al 40% de la corriente aparente nominal.

2.2.2 Función estabilizadora de potencia —PSS—

Los requisitos relativos a la función estabilizadora de la potencia establecidos en el apartado 2.2.2 del anexo I de la Orden TED/749/2020 no aplicarán a los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular Español a los que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en el presente anexo.



En su lugar, los módulos de generación de electricidad síncronos deberán incorporar un estabilizador de sistemas de potencia —power system stabilizer - PSS— en caso de que la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad síncrono sea superior al valor de capacidad máxima especificado por el operador del sistema. Con carácter general se establece dicho valor en 10 MW, el cual deberá estar ajustado para amortiguar oscilaciones electromecánicas, al menos, a partir de 0,1 Hz. No obstante, el operador del sistema podrá establecer valores diferentes por subsistema eléctrico. Estos nuevos valores deberán ser comunicados al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre los mismos en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

2.2.3 Modos de control de potencia reactiva

Salvo indicación contraria del gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, el control de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D se configurará por defecto con los siguientes parámetros:

- La pendiente se ajustará en el 4%.
- Se operará con una banda muerta de 1,5 % de la tensión nominal.
- No obstante, se acepta una banda de insensibilidad de medida menor o igual al $\pm 0,2\%$ de la tensión nominal.
- El tiempo t_1 será de 5 segundos y t_2 de 60 segundos.

2.2.4 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para módulos de parque eléctrico de tipo C y D

En el caso de no contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, el diseño de todos los controles de los módulos de parque eléctrico asegurará que no generarán o contribuirán a desamortiguar oscilaciones de potencia entre 0,1 Hz y 2,5 Hz. No obstante, el operador del sistema podrá establecer valores diferentes por subsistema eléctrico. Estos nuevos valores deberán ser comunicados al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre los mismos



en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

Adicionalmente, los módulos de parque eléctrico de tipo C y D deberán disponer de un sistema POD-Q (Power Oscillation Damping), módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia reactiva, y POD-P (Power Oscillation Damping), módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia activa. El amortiguamiento de oscilaciones de potencia deberá ser capaz de amortiguar las oscilaciones en el punto de conexión en el rango de 0,1 Hz – 2,5 Hz. El principio de funcionamiento, los ajustes y parámetros del control serán aprobados por el operador del sistema.

2.2.5 Modos de control combinado de potencia reactiva

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán disponer de un esquema combinado de control a consigna de potencia reactiva y a consigna de tensión, el cual cumplirá los mismos requisitos establecidos para los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.2.6 Capacidad ante oscilaciones adversas

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán cumplir los mismos requisitos relativos a oscilaciones adversas establecidos para los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.3 Requisitos de robustez

2.3.1 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta

Con el fin de contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta, los módulos de parque eléctrico tipo A deberán cumplir con las condiciones establecidas a estos efectos para los módulos de parque eléctrico de tipo B en el apartado 3.3.1 del Anexo 1 de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

2.3.2 Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas

En relación con el bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas, resultará de aplicación lo establecido en el apartado 3.1.3 del anexo I en la Orden TED/749/2020,



de 16 de julio, a estos efectos, con la salvedad de que la tensión umbral de bloqueo a la que se refiere dicho apartado se fija en 0,1 pu en lugar de 0,2 pu, tanto para el bloqueo voluntario —con el fin de favorecer la capacidad de soportar huecos de tensión— como para el bloqueo solicitado por el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema.

2.3.3 Capacidad para soportar sobretensiones transitorias de los módulos de generación síncronos

Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C o D deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones —tensión eficaz a tierra en el punto de conexión—, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 10.

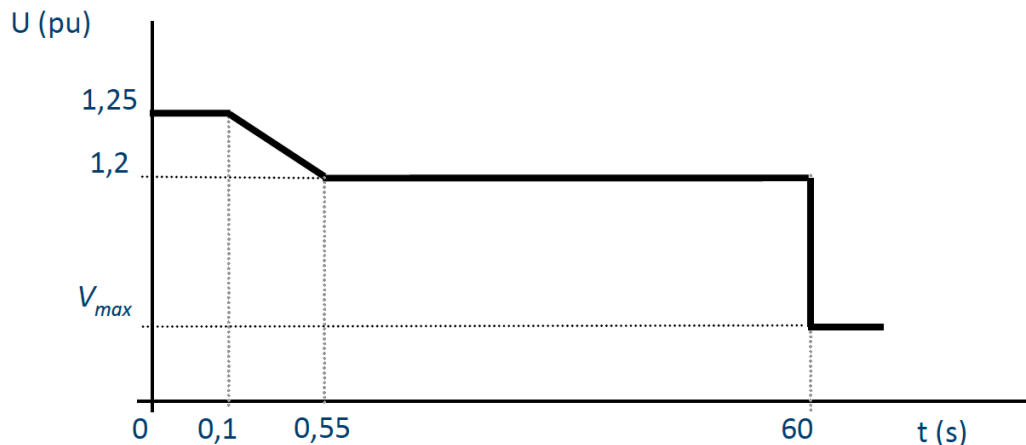


Figura 10: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión —tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión— que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo C o D.

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales —tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión— de acuerdo con la Figura 11, salvo que el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, determine un perfil tensión-tiempo alternativo. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de



electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

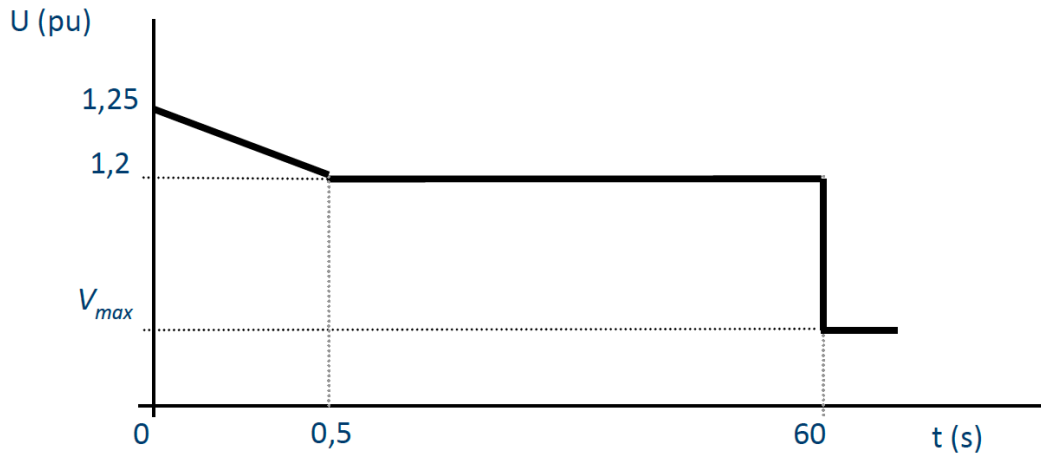


Figura 11: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión —tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión— que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo B.

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

2.3.4 Capacidad para soportar sobretensiones transitorias de los módulos de parque eléctrico

Los módulos de parque eléctrico de tipo C o D deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones —tensión eficaz a tierra en el punto de conexión—, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 12.

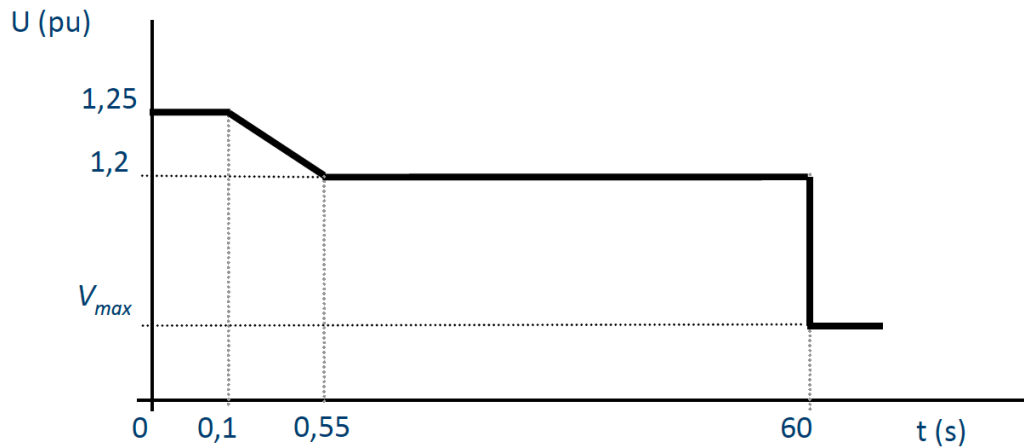


Figura 12: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión —tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión— que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico de tipo C o D.

V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los módulos de parque eléctrico de tipo B deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales —tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión— de acuerdo con la, salvo que el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, determine un perfil tensión-tiempo alternativo. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

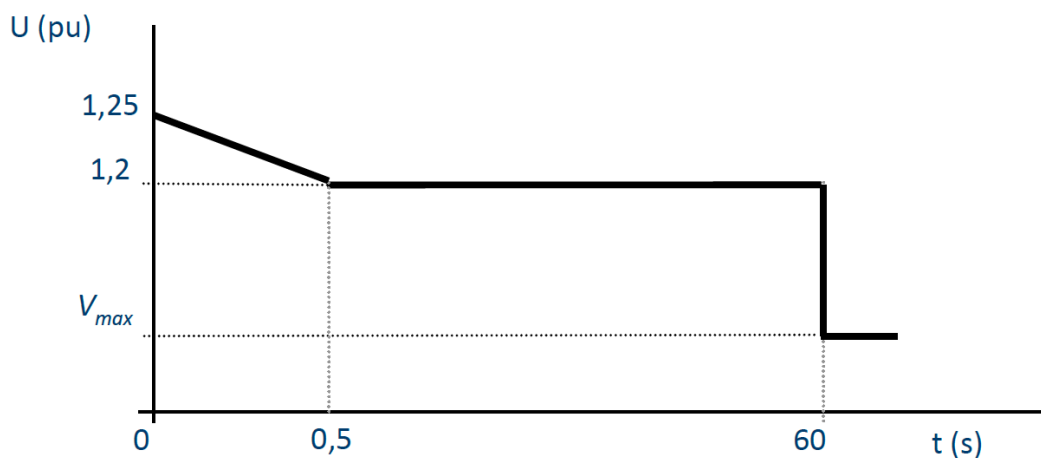


Figura 13: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión —tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión— que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico de tipo B.



V_{max}: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 2.1. del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

2.4 Requisitos de restablecimiento

2.4.1 Arranque autónomo

A los módulos de generación de electricidad C o D del Sistema Eléctrico No Peninsular con capacidad de arranque autónomo les resultarán aplicables los siguientes requisitos técnicos adicionales a los previstos en la normativa vigente:

- Garantizar reservas suficientes de energía primaria para el funcionamiento durante 4 horas.
- Deberán tener capacidad de realizar al menos tres arranques consecutivos para hacer frente a posibles desconexiones de la isla durante el proceso de reposición.
- Deberán realizar, al menos, una prueba anual de arranque en isla o arranque autónomo para garantizar el funcionamiento efectivo de esta capacidad y acreditar el resultado de la misma ante el operador del sistema y la administración competente.

2.5 Requisitos de gestión del sistema

2.5.1 Esquemas de protecciones y sus ajustes

Resultarán aplicables los esquemas de protección y ajustes establecidos en el Procedimiento de Operación 11.1 del Sistema Eléctrico No Peninsular o el procedimiento de operación que, en su caso, le sustituya.

2.5.2 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones en relación a la capacidad de limitación a las rampas de subida y bajada a los módulos de generación de electricidad C y D:



- Será ajustable dentro de un rango desde el $5\%P_{max}/15 \text{ min}$ hasta la capacidad técnica de subida y bajada de la potencia de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.6 del Anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, considerando la tecnología y la disponibilidad del recurso primario en cada momento.
- Tendrá la capacidad de ser ajustada en escalones del $1\%P_{max}/15\text{min}$ hasta rampas del $100\%P_{max}/15\text{min}$ y en escalones del 5% para rampas limitantes por encima del $100\%P_{max}/15\text{min}$.
- Se considera P_{max} como la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.
- En el caso de que el módulo de generación de electricidad no tuviese capacidad técnica para implementar la limitación de rampa con un control continuo, se permitirá cumplimentar este requisito mediante escalones de tiempo discreto de hasta 15 minutos. No obstante, si el módulo de generación de electricidad tiene una capacidad máxima muy significativa en relación al tamaño del sistema eléctrico, el operador del sistema podrá solicitar que este control sea continuo, no obstante, en este caso, se acordará con el titular del módulo de generación de electricidad un valor mínimo de rango de rampa que podrá ser superior a $5\%P_{max}/15 \text{ min}$.

En la Figura 8 se ejemplifican ambas formas de cumplimentación del requisito, ya sea de forma continua o mediante escalones discretos para el caso de rampa límite del $5\%P_{max}/15\text{min}$.

Las variaciones de potencia, en régimen permanente, deberán desarrollarse de forma progresiva y sostenida, conforme a la limitación establecida y deberán ser verificadas en intervalos máximos de 15 minutos, evitando transiciones abruptas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.



Anexo III

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de demanda

1. Requisitos para el Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los titulares de las instalaciones de demanda, de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución y de las instalaciones de demanda que ofrezcan servicios de respuesta de demanda en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.c del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las instalaciones deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
 - Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Adicionalmente, las instalaciones de demanda estarán sujeta a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

1.1 Requisitos de frecuencia

1.1.1 Control de la potencia



En el caso de que la instalación disponga de algún control de la potencia absorbida de la red —de establecimiento, de limitación o de anti vertido si dispone de generación en autoconsumo sin excedentes para impedir que la instalación de demanda pueda inyectar potencia activa a la red—, dichos controles se diseñarán de forma que no impidan:

- Las inyecciones transitorias naturales —respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.— de las máquinas eléctricas; y los incrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico que, en su caso, pudiesen llegar a verter potencia a la red, independientemente del valor de las mismas.
- Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia —MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U— mientras no se vierta potencia a la red. En tal caso, se debe saturar la respuesta de dicha regulación potencia frecuencia.
- El amortiguamiento de oscilaciones u otros controles incrementales de la potencia; y del módulo de generación de electricidad mientras no se vierta potencia a la red. En tal caso, se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para lograr el cometido anterior, las velocidades de respuesta de los controles de potencia de consumo deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentas para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles, tanto de los servicios de respuesta de demanda en función de la frecuencia como de los controles dependientes de la frecuencia del módulo de generación de electricidad en autoconsumo.

1.1.2 Rangos de frecuencia

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW deberán disponer de una protección de desconexión por subfrecuencia. Los umbrales de frecuencia y temporizaciones de estas protecciones deberán ser ajustables y será el operador del sistema quien establezca los ajustes correspondientes coordinando con los deslases de cargas por subfrecuencia.

1.1.3 Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo —MRPFL-UC—



Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 20 MW, deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos:

- Tener la capacidad de disminuir de forma automática la potencia activa —consumo— desde el valor de potencia activa inicial —Pref— hasta su nivel mínimo técnico de operación —Pmin-C— conforme a la Figura 14:

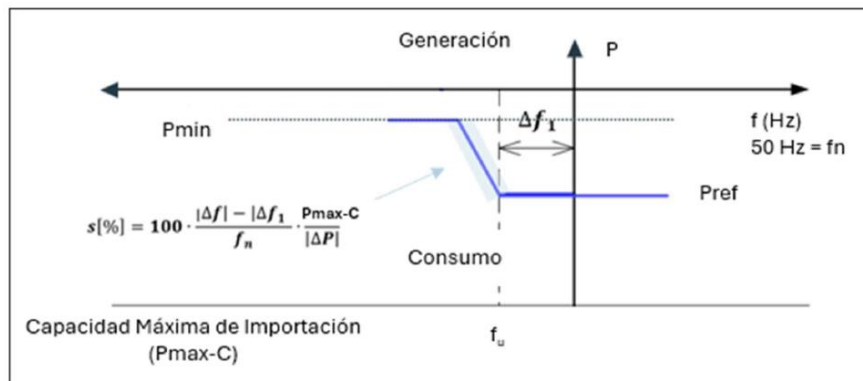


Figura 14: Reducción del consumo desde Pref a Pmin. La denominación —Pmax-C— corresponde a la capacidad

- La pendiente o estatismo —s— será parametrizable en el rango de 2% a 12%, y su valor por defecto será del 5%, salvo que el operador del sistema indique otro valor específico.
- Será posible seleccionar el umbral de frecuencia —fu— dentro del rango de 49,5 - 49,8 Hz —ambos valores incluidos—. Por defecto se ajustará en 49,8 Hz.
- Estas instalaciones deberán permanecer en este modo MPRFL-UC mientras la frecuencia permanezca por debajo del umbral de frecuencia establecido. Si la frecuencia se recupera, la instalación de demanda deberá seguir la misma característica de potencia-frecuencia hasta que vuelva a su valor inicial de potencia activa —Pref—.
- La instalación de demanda deberá desconectarse al alcanzar el nivel mínimo técnico de operación en consumo —Pmin-C— salvo indicación en contra del operador del sistema. En este caso, cuando la frecuencia supere el umbral de frecuencia establecido, se reanudará su operación normal con un retraso de menos de 5 minutos, salvo otra indicación del operador del sistema.



- La respuesta de la instalación de demanda durante la operación en modo MRPFL-UC debe ser estable, siendo no admisible una respuesta no amortiguada. El tiempo de respuesta para el modo MRPFL-UC será menor o igual a 500 ms.

Alternativamente, la reducción de potencia activa siguiendo la rampa establecida a través del estatismo propuesto podrá realizarse mediante escalones discretos. Los escalones serán establecidos considerando el mínimo que le sea técnicamente posible a la instalación de demanda. El método de reducción de potencia activa será comunicado al operador del sistema.

1.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW serán capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar con las derivadas de frecuencia de hasta $\pm 2,0$ Hz/s, medidas en una ventana móvil máxima de 500 ms.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable a menos que hayan sido desconectadas por la actuación del esquema de deslastre de cargas por mínima frecuencia. La reconexión de la instalación de demanda se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.

Las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable cuando la frecuencia del sistema permanezca dentro del rango de frecuencias especificado en la tabla correspondiente al artículo 1 del Anexo II de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio. Los esquemas de protección de la instalación de demanda serán compatibles con el requisito establecido en el primer párrafo de este punto 1.1.4.

1.2 Requisitos de tensión

1.2.1 Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento



de las oscilaciones de potencia. En su caso, el principio de funcionamiento y los ajustes y parámetros de control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de demanda.

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

1.2.2 Capacidad ante oscilaciones adversas

En el rango de frecuencia entre 0,1 Hz y 20 Hz, los sistemas de control y las características de diseño de las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación (Pmax-C) igual o superior a 20 MW, deberán cumplir con los requisitos establecidos a continuación, en relación con las oscilaciones adversas de la potencia activa y reactiva cuando las condiciones del sistema se mantengan dentro de los rangos de frecuencia y los rangos de tensión establecidos en los apartados 1 y 2, respectivamente, del Anexo II de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio. La amplitud de las oscilaciones adversas no deberá superar:

- Para la potencia activa: el valor máximo entre el $\pm 0,5\%$ de la Pmax-C y ± 500 kW
- Para la potencia reactiva: el valor máximo entre el $\pm 0,5\%$ de su capacidad reactiva máxima y ± 150 kVar.

El operador del sistema podrá modificar los valores de amplitud antes mencionados si con los valores citados se producen situaciones de inestabilidad en la red que afecten a la seguridad del sistema.

1.3 Requisitos de robustez

1.3.1 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas

El perfil de tensión mínimo en el punto de conexión en función del tiempo que deben ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 20 MW, será el indicado en la Figura 15. Este perfil representa el límite inferior de la tensión en el punto de conexión,



expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

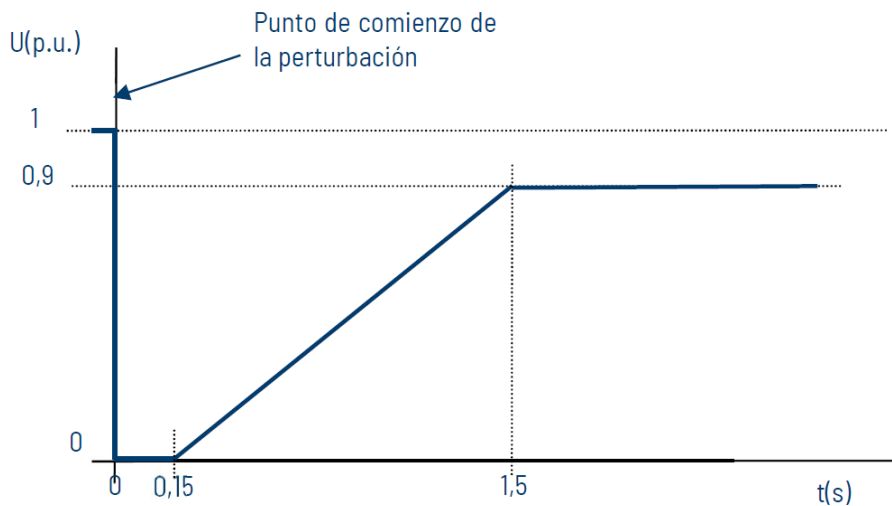


Figura 15: Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de las instalaciones de demanda para faltas conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

Se entenderá como no desconexión durante el hueco de tensión el que la instalación de demanda siga consumiendo potencia activa de la red, sin considerar las pérdidas de la instalación. La instalación de demanda podrá reducir su consumo, conforme a sus necesidades técnicas, de forma que la instalación pueda seguir su operación estable durante el hueco de tensión.

1.3.2 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas

En el caso de faltas desequilibradas, el perfil de tensión mínimo en función del tiempo que deben ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW, será el siguiente:

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



- En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, aplicará el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión sin desconexión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase.
- En el caso de que la red a la que se conecta la instalación de demanda disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra a efectos del presente requisito.

1.3.3 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW deberán recuperar la potencia activa consumida previa a una perturbación tan pronto como sea posible, al objeto de mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, no aplicarán ninguna ley o estrategia de comportamiento que conlleve una disminución o retraso de la respuesta en potencia de la instalación de demanda durante la perturbación, sino que:

- Cuando la tensión residual en el punto de conexión supere 0,9 pu durante 500 ms., la instalación de demanda deberá alcanzar, en un tiempo inferior a 2 segundos, un valor comprendido entre el 90% y el 110% de la potencia activa consumida previa a la perturbación.
- En el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. La oscilación deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10%.

1.3.4 Capacidad para sobretensiones transitorias

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones —tensión eficaz a tierra en el punto de conexión—, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 16. A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.

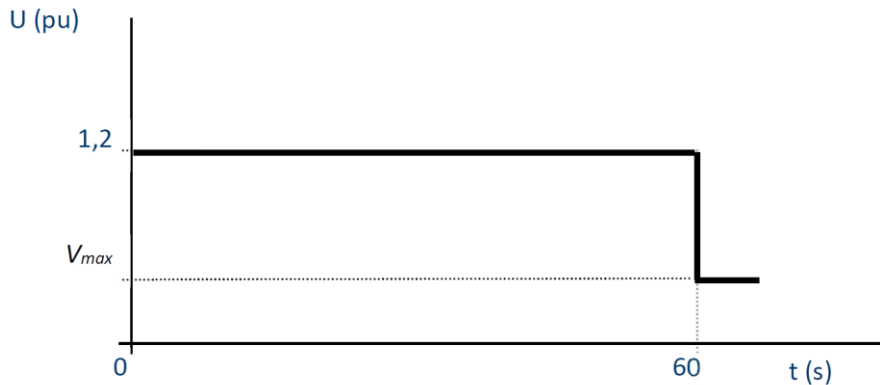


Figura 16: V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que deben soportar las instalaciones sin desconectarse

Los valores V_{max} para los diferentes rangos de tensión serán los siguientes:

- Para tensiones base mayores o iguales a 110 kV y menores de 300 kV, 1,15 pu.
- Para tensiones base mayores o iguales a 300 kV y menores o iguales a 400 kV, 1,1 pu.

1.4 Requisitos de gestión del sistema

1.4.1 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa

Al respecto de la capacidad de limitación a las rampas de potencia activa de subida y bajada a las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 20 MW, se establece lo siguiente:

- La pendiente de la rampa máxima de subida y bajada será ajustable dentro de un rango desde el $5\%P_{max-C}/15$ minutos — $0,33\%P_{max-C}/min$ — hasta $100\%P_{max-C}/15min$ — $6,67\%P_{max-C}/min$ —, siguiendo las indicaciones del operador del sistema.
- Tendrá la capacidad de ser ajustada en escalones del $1\%P_{max-C}/15min$ — $0,0667\%P_{max-C}/min$ — hasta rampas del $100\%P_{max-C}/15min$ — $6,67\%P_{max-C}/min$ — y en escalones del 5% para rampas limitantes por encima del $100\%P_{max-C}/15min$ — $6,67\%P_{max-C}/min$ —.
- Se considera P_{max-C} como la capacidad máxima de importación de la instalación de demanda — P_{max-C} —.
- Si la instalación de demanda no tuviese la capacidad técnica para establecer la limitación de rampa mediante un control continuo, se permitirá cumplimentar el



requisito mediante la limitación de potencia en escalones discretos de hasta 15 minutos de duración.

- Las limitaciones a las rampas podrán ser establecidas por el operador del sistema en tiempo real obedeciendo a un porcentaje máximo de variación del consumo respecto a la capacidad máxima de importación de la instalación de demanda — P_{max-C} — en un rango de 15 minutos. Las variaciones de potencia, en régimen permanente, deberán desarrollarse de forma progresiva y sostenida, conforme a la limitación establecida y deberán ser verificadas en intervalos máximos de 15 minutos, evitando transiciones abruptas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.
- Estas limitaciones a las rampas de bajada y subida no aplican a las modificaciones de potencia derivadas de la actuación de los modos MRPFL-UC correspondiente a las variaciones de la frecuencia ni tampoco a las actuaciones derivadas de las instalaciones habilitadas en el Sistema de Reducción Automática de Potencia —SRAP— o en cualquier otro sistema de teledisparo, donde se deben cumplir los tiempos establecidos de respuesta.

En la Figura 17 se ejemplifican ambas formas de cumplimentación del requisito, ya sea de forma continua o mediante escalones discretos para el caso de rampa límite del $5\%P_{max}/15min$.

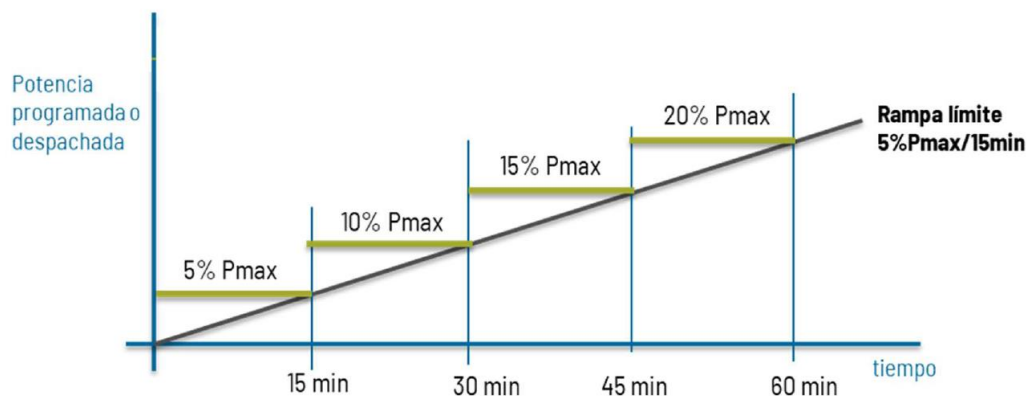


Figura 17: Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa

2. Requisitos para las instalaciones del Sistema Eléctrico No Peninsular



Los titulares de las instalaciones de demanda, de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución y de las instalaciones de demanda que ofrezcan servicios de respuesta de demanda en el Sistema Eléctrico No Peninsular a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.c del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del Sistema Eléctrico No Peninsular en su caso.
- Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito a las instalaciones del Sistema Eléctrico No Peninsular.
- Las instalaciones deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
 - Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Adicionalmente, las instalaciones de demanda estarán sujeta a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

2.1 Requisitos de frecuencia



2.1.1 Control de frecuencia

En el caso de que la instalación disponga de algún control de la potencia activa absorbida de la red –de establecimiento, de limitación o de anti vertido si dispone de generación en autoconsumo sin excedentes para impedir que la instalación de demanda pueda inyectar potencia activa a la red–, cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos para las instalaciones correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.1.2 Rangos de frecuencia

Los rangos de frecuencia y periodos de tiempo dentro de los cuales los titulares de las instalaciones de demanda, de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y de las redes de distribución en el Sistema Eléctrico No Peninsular a los que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en el presente anexo, deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar sin daños se establecen en la Tabla 8:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares —SENP—	47,0 Hz – 47,5 Hz	3 segundos
	47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
	48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

Tabla 8: Rangos de frecuencia y periodos de tiempo dentro de los cuales las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar sin daños

Asimismo, los valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV, serán los indicados en la Figura 18.

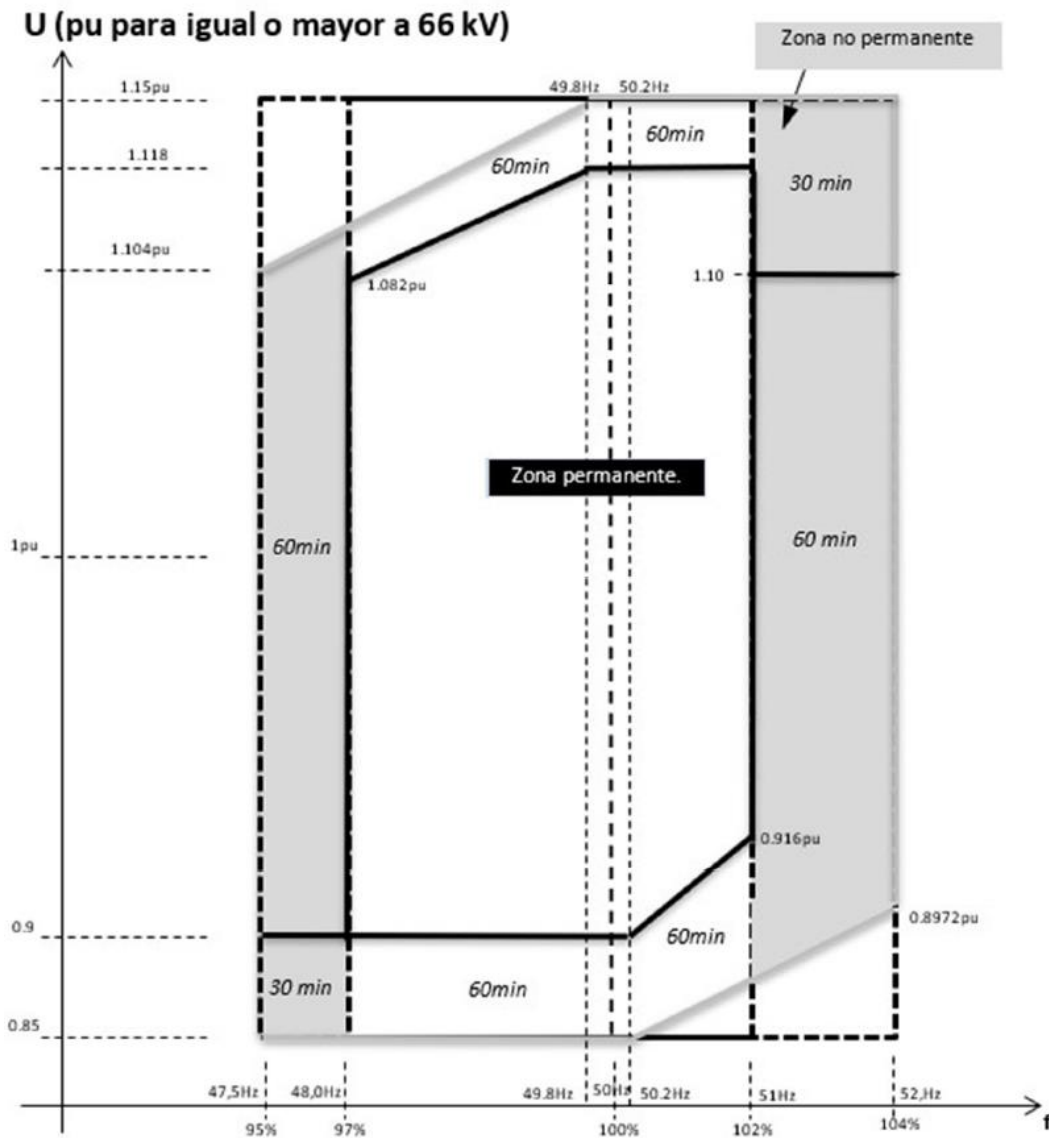


Figura 18: Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 5 MW, deberán disponer de una protección de desconexión por subfrecuencia. Los umbrales de frecuencia y temporizaciones de estas protecciones deberán ser ajustables y será el operador del sistema quien establezca los ajustes correspondientes coordinando con los deslastes de cargas por subfrecuencia.

2.1.3 Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo —MRPFL-UC—



Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 5 MW deberán cumplir los mismos requisitos de diseño para el modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español, con la salvedad de que el valor por defecto de la pendiente o estatismo — s — será del 4%, salvo que el operador del sistema indique otro valor específico.

2.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia

En relación con la capacidad para soportar derivadas de frecuencia, las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 5 MW deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia de hasta ± 2 Hz/s medidas en una ventana temporal móvil de 750 ms.

Sin perjuicio del párrafo anterior, las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable a menos que hayan sido desconectadas por la actuación del esquema de deslastre de cargas por mínima frecuencia. La reconexión de la instalación de demanda se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.

Las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable cuando la frecuencia del sistema permanezca dentro del rango de frecuencias especificado en la Tabla 8. Los esquemas de protección de la instalación de demanda serán compatibles con el requisito establecido en el primer párrafo de este punto **2.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia**.

2.1.5 Calidad de suministro

Se considera que las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución tienen afección significativa a efectos de calidad de onda si están conectadas a un nivel de tensión con transformación directa a la red de transporte y cuya potencia asociada a los derechos de extensión sea igual o superior a 5 MW.



2.2 Requisitos de tensión

2.2.1 Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 5 MW podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. En su caso, el principio de funcionamiento y los ajustes y parámetros de control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de demanda.

En caso de no contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, el diseño de todos sus controles será tal que no contribuyan a desamortiguar las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 2,5 Hz. No obstante, el operador del sistema podrá establecer valores diferentes por subsistema eléctrico. Estos nuevos valores deberán ser comunicados al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que deberá pronunciarse sobre los mismos en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

2.2.2 Capacidad ante oscilaciones adversas

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (P_{max-C}) igual o superior a 5 MW, deberán cumplir los mismos requisitos relativos a oscilaciones adversas establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.3 Requisitos de robustez

2.3.1 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 5 MW deberán cumplir los mismos requisitos de diseño para la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.3.2 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas



Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 5 MW deberán cumplir los mismos requisitos de diseño para la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español

2.3.3 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta

En relación con la capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta, las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 5 MW deberán cumplir los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.3.4 Capacidad para sobretensiones transitorias

Las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación —Pmax-C— igual o superior a 5 MW serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones —tensión eficaz a tierra en el punto de conexión—, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 19. A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

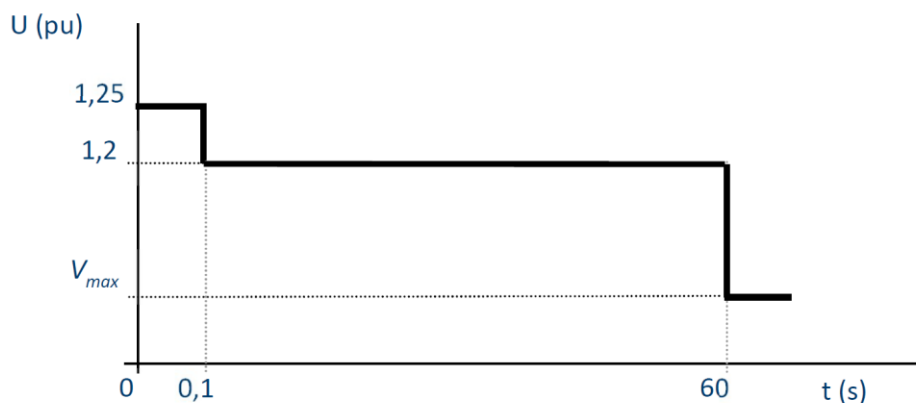


Figura 19:: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconecta –1,15 pu para una tensión base mayor o igual a 66kV–.



2.4 Requisitos de gestión del sistema

2.4.1 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa

En relación con la limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa las instalaciones de demanda con capacidad máxima de importación — P_{max-C} — igual o superior a 5 MW, éstas deberán cumplir los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del Sistema Eléctrico Peninsular Español, con las siguientes salvedades:

- La referencia al procedimiento de operación se entenderá sustituida por la referencia al procedimiento de operación equivalente del Sistema Eléctrico No Peninsular en su caso.
- La limitación de rampa será establecida por el operador del sistema en rangos de 1 minuto. Las variaciones de potencia, en régimen permanente, deberán desarrollarse de forma progresiva y sostenida, conforme a la limitación establecida y deberán ser verificadas en intervalos máximos de 1 minuto, evitando transiciones abruptas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.



Anexo IV

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los sistemas HVDC

1. Requisitos para el Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los propietarios de los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua del Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.d del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
 - Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

En el caso de que un sistema HVDC interconecte el Sistema Eléctrico Peninsular Español con el Sistema Eléctrico No Peninsular, cada estación convertidora cumplirá los requisitos técnicos correspondientes al sistema al que se conecte.

1.1 Requisitos de frecuencia

1.1.1 Control de potencia



Los controles de la potencia programada o de despacho (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa o si el módulo de parque eléctrico en corriente continua dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida), cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2. Requisitos para el Sistema Eléctrico No Peninsular

Los propietarios de los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua del Sistema Eléctrico No Peninsular a los que, conforme a lo establecido en el artículo 6.1.d del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del Sistema No Peninsular Español, en su caso.
- Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito al Sistema Eléctrico No Peninsular.
- Los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:
 - Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.



- Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.1 Requisitos de frecuencia

2.1.1 Control de potencia

Los controles de la potencia programada o de despacho (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa o si el módulo de parque eléctrico en corriente continua dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida), cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

2.1.2 Rangos de frecuencia

Los periodos de tiempo mínimos durante los que los sistemas HVDC de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular deben ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red, serán los establecidos en la Tabla 9:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP)	47,0 Hz – 47,5 Hz	60 segundos
	47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
	48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

Tabla 9: Periodos de tiempo mínimos durante los que los sistemas HVDC de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular deben ser capaces de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red

2.1.2 Capacidad de soportar huecos de tensión

Tanto para las faltas equilibradas como desequilibradas, para los sistemas HVDC en el Sistema Eléctrico No Peninsular aplicará el perfil de tensión en función del tiempo establecido en la Figura 20:

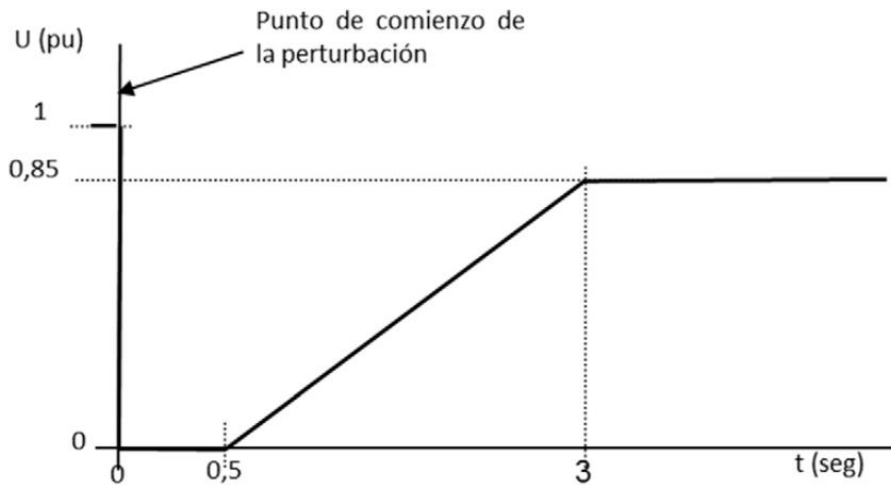


Figura 20: Perfil de la capacidad para soportar faltas equilibradas y desequilibradas de un sistema HVDC en el Sistema Eléctrico No Peninsular

2.1.3 Capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia

Los sistemas HVDC del Sistema Eléctrico No Peninsular deberán amortiguar posibles oscilaciones electromecánicas en el rango de frecuencia de 0,1 Hz a 2,5 Hz, en lugar del rango establecido a tal efecto en el apartado 19 del Anexo III de la Orden TED 749/2020 para los sistemas HVDC del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

No obstante, el operador del sistema podrá establecer valores diferentes por subsistema eléctrico. Estos nuevos valores deberán ser comunicados al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre los mismos en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.



Anexo V

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones híbridas

Con independencia de que cada módulo de generación de electricidad o módulo de almacenamiento que conformen de la instalación híbrida deba cumplir los requisitos técnicos que les sean de aplicación, las instalaciones híbridas que dispongan de controles de la potencia programada o de despacho conjunto de la instalación (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa), se diseñarán de forma que, independientemente de la potencia programada o de despacho del conjunto de la instalación híbrida, no se impidan:

- Las inyecciones transitorias naturales (respuestas inerciales, electromagnéticas u otras) de las máquinas eléctricas y los incrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida.
- Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia (MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U).
- El amortiguamiento de oscilaciones de los módulos de generación de electricidad y módulos de almacenamiento constituyentes.

Para ello, las velocidades de respuesta de los controles de la potencia programada o de despacho a nivel de instalación híbrida deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentos para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida.

El sistema de control coordinado de la instalación híbrida que impida que la potencia activa supere la capacidad de acceso concedida deberá diseñarse de tal forma que, independientemente de la potencia programada o de despacho del conjunto de la instalación, no se impidan las respuestas naturales y de controles indicados anteriormente. En particular, a efectos de no impedir las inyecciones transitorias



naturales de las máquinas eléctricas y los incrementos/decrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida, el sistema de control coordinado sólo actuará tras una temporización de 30 segundos superando el límite establecido.

Adicionalmente, el sistema de control coordinado deberá operar con los límites de potencia activa siguientes:

- La capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, si no existe perturbación de frecuencia.
- La capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, más el incremento de potencia activa correspondiente a un parámetro ajustable $|\Delta P1|/P_{max}$ y aplicado al conjunto de la instalación híbrida.

A efectos del límite anterior, se entiende como potencia de referencia P_{max} la capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, de la instalación híbrida mientras que exista perturbación de frecuencia.

El parámetro ajustable $|\Delta P1|/P_{max}$ aplicable a nivel de instalación híbrida no modificará los incrementos $|\Delta P1|/P_{max}$ establecidos para los módulos de generación de electricidad y/o módulos de almacenamiento que constituyan una instalación híbrida.

El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá definir dicho parámetro ajustable $|\Delta P1|/P_{max}$ aplicable a nivel de instalación híbrida dentro de los rangos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 para dicho parámetro en caso de que el incremento temporal de la potencia por encima de la capacidad máxima pudiese poner en riesgo la red receptora durante la perturbación de frecuencia.

El operador del sistema podrá establecer una especificación técnica del sistema de control coordinado, la cual podría modificar lo aquí establecido al respecto, para lo cual, el operador del sistema, bajo la supervisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, organizará en su caso un grupo de trabajo que incluya la participación de los sujetos y agentes interesados, en particular gestores de red y asociaciones reconocidas de generación y almacenamiento. La propuesta de



especificaciones elaborada a partir de las conclusiones del grupo de trabajo se someterá a consulta de las partes interesadas y deberá ser comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre la misma en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.



Anexo VI

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de almacenamiento

El propietario de un módulo de almacenamiento deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que el módulo de almacenamiento cumpla con todos los requisitos técnicos exigidos siguientes, en su condición de poder inyectar potencia a la red como un generador:

- En el caso del Sistema Eléctrico Peninsular Español, los requeridos a los módulos de generación de electricidad en el Reglamento (UE) 2016/631, en su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 y en este procedimiento
- En el caso del Sistema Eléctrico No Peninsular, los requeridos a los módulos de generación de electricidad en este procedimiento.
- Si el módulo de almacenamiento es síncrono le serán de aplicación los requisitos de los módulos de generación de electricidad síncronos y, en caso contrario, le será de aplicación los requisitos de los módulos de parque eléctrico.

En el caso de que el módulo disponga capacidad técnica y legal para absorber potencia de la red, deberá cumplir adicionalmente todos los requisitos técnicos requeridos como generador aun cuando esté absorbiendo potencia. A este respecto, deberán observarse las siguientes consideraciones:

- Los requisitos vinculados a la capacidad máxima deberán cumplirse igualmente, debiendo considerarse la «capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento» cuando esté absorbiendo de la red. A estos efectos, los valores de potencia de funcionamiento deberán entenderse siempre como valores absolutos con el adjetivo «inyectada» —para potencia positiva— o «absorbida» —para potencia negativa—.

No obstante, la potencia de referencia “Pmax”, considerada por el Reglamento (UE) 2016/631 como referencia para valores unitarios en los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF, se entenderá como el mayor valor entre la «capacidad



máxima del módulo de almacenamiento» y la «capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento», tanto cuando la instalación inyecte a la red como cuando la absorba. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de limitaciones físicas y tecnológicas convenientemente justificadas al operador del sistema, se podrá acordar con dicho operador que queden excluidos de la obligación de los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF los módulos de almacenamiento síncronos mientras estén absorbiendo potencia.

- Los requisitos dependientes de la potencia inyectada de la red deberán cumplirse igualmente, sustituyéndose el valor de potencia inyectada por el de potencia absorbida y entendiéndose los valores de potencia siempre como valores absolutos.
- En relación con los periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de almacenamiento debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red, el titular del módulo de almacenamiento, en función de las limitaciones físicas del aprovechamiento —bombeo hidroeléctrico, entre otros— y de limitaciones tecnológicas justificadas, podrá acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores a las que le resultarían aplicables con el operador del sistema. No obstante, los correspondientes rangos de frecuencia y periodos de tiempo mínimos deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por subfrecuencia.

Sin perjuicio de lo dispuesto, deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- A los efectos de la reserva a subir, se considerará como «reserva disponible a subir» la potencia disponible a subir del módulo de almacenamiento hasta su capacidad máxima, siempre que la disponibilidad de energía almacenada lo permita.
- A los efectos de reserva a bajar, se considerará como «reserva disponible a bajar» la potencia disponible a bajar del módulo de almacenamiento hasta su capacidad máxima de importación, siempre que exista capacidad de almacenar energía.



El titular de un módulo de almacenamiento deberá declarar:

- Tanto el nivel mínimo de regulación como el mínimo técnico correspondientes tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red, en su caso. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de módulos de almacenamiento de parque eléctrico se considerará que no existe nivel mínimo de regulación ni mínimo técnico tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red, en su caso, pudiendo cambiar de signo dinámicamente la potencia inyectada a la red como consecuencia de la respuesta de la regulación frecuencia potencia. En caso de módulos de almacenamiento síncronos reversibles, el nivel mínimo de regulación absorbiendo de la red se considerará igual al mínimo técnico absorbiendo de la red.
- El nivel máximo y mínimo de carga de energía entre los cuales se explotará el módulo de almacenamiento. Estos valores deberán ser comunicados y actualizados convenientemente al operador del sistema a través de los cauces establecidos de acuerdo con la normativa que regule el intercambio de información con el dicho operador.

Los requisitos al sistema de control coordinado de la potencia programada o de despacho establecidos para los módulos de generación de electricidad aplicarán asimismo a los módulos de almacenamiento cuando inyecten a la red o cuando absorban, en su caso, de la misma.

Los módulos de almacenamiento de parque eléctrico deberán disponer de las siguientes protecciones de limitación de la potencia inyectada o absorbida, en su caso, las cuales se encontrarán en servicio, salvo indicación contraria por el operador del sistema:

- Las protecciones de limitación de la potencia deberán actuar sobre la potencia inyectada o absorbida, en su caso, con la mayor velocidad de respuesta que la tecnología le permita. En ningún caso podrá ser más lenta que lo establecido para los modos de regulación potencia frecuencia limitados MRPFL-O y MRPFL-U que le sean de aplicación.



- Una vez activada la protección de desconexión, su desactivación o la reconexión del módulo se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.
- Si el valor de la capacidad máxima del módulo de almacenamiento supera el 5% de la potencia de demanda valle del sistema o de la isla, en su caso, a la fecha de la concesión del permiso de acceso, el operador del sistema podrá solicitar el empleo de varias protecciones de limitación de potencia como las indicadas anteriormente, ajustadas a distintos niveles de frecuencia.

El módulo de almacenamiento deberá disponer de las siguientes protecciones de desconexión temporizadas:

- De sobrefrecuencia cuando inyecte potencia a la red, debiendo ajustarse en el rango de 50,0 a 52,0 Hz. Esta protección únicamente podrá actuar cuando el módulo se encuentre vertiendo potencia de la red.
- De subfrecuencia cuando absorba potencia a la red, si tiene capacidad técnica y legal para ello, debiendo ajustarse en el rango de 48,0 a 50,0 Hz. Esta protección únicamente podrá actuar cuando el módulo se encuentre absorbiendo potencia de la red.

Los ajustes en frecuencia y temporización indicados en el presente anexo serán establecidos por el operador del sistema de forma coordinada con los deslastes de cargas por subfrecuencia y con los deslastes de generación por sobrefrecuencia.

En caso de que un módulo de almacenamiento, por sus características técnicas — volantes de inercia, ultra condensadores, etc.—, no disponga de la capacidad de almacenamiento suficiente para el mantenimiento temporal de la respuesta primaria — MRPF— durante el tiempo mínimo requerido, el módulo de almacenamiento quedará exento de cumplir dicho requisito.

Los módulos de almacenamiento de parque eléctrico podrán disponer voluntariamente de capacidad *grid forming*, tanto en caso de vertido o de absorción de potencia de la red, en su caso. El operador del sistema establecerá una especificación técnica de dichas capacidades *grid forming*, para lo cual el operador del sistema, bajo la



supervisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, organizará un grupo de trabajo que incluya la participación de los sujetos y agentes interesados, en particular gestores de red y asociaciones reconocidas de almacenamiento. La propuesta de especificaciones elaborada a partir de las conclusiones del grupo de trabajo se someterá a consulta de las partes interesadas y deberá ser comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre la misma en el plazo de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

Los requisitos ante oscilaciones adversas recogidos en el anexo II resultarán asimismo aplicables a los módulos de almacenamiento a los que resulte de aplicación el presente anexo, tanto cuando inyecten energía a la red como cuando, en su caso, la absorban de la misma.

Los módulos de almacenamiento de parque eléctrico de tipo C o D deberán disponer de un sistema POD-Q —y POD-P, tanto cuando inyecte a la red como cuando, en su caso, la absorba de la misma. Dependiendo del tipo de almacenamiento y a fin de evitar un envejecimiento prematuro del mismo, el control POD-P únicamente se activará cuando la amplitud de la frecuencia de oscilación supere el umbral que definirá por el operador del sistema. El control se mantendrá activo hasta que la amplitud de la frecuencia de oscilación permanezca durante 5 minutos por debajo del referido umbral. En el caso de tecnologías de almacenamiento o sistemas híbridos que permitan este control de manera continua sin un envejecimiento extra, el operador del sistema podrá mantener activo este control de manera continua.

El operador del sistema establecerá una especificación técnica de dichas funciones POD-P y POD-Q, para lo cual el operador del sistema, bajo la supervisión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, organizará un grupo de trabajo que incluya la participación de los sujetos y agentes interesados, en particular gestores de red y asociaciones reconocidas de almacenamiento. La propuesta de especificaciones elaborada a partir de las conclusiones del grupo de trabajo se someterá a consulta de las partes interesadas y deberá ser comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que deberá pronunciarse sobre la misma en el plazo



de un mes. Transcurrido ese plazo sin pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

La integración de estas funciones tendrá que ser implementada en un plazo transitorio de 1 año a partir de la obtención del pronunciamiento favorable del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la especificación técnica de estas funciones. No obstante, si el titular del módulo de almacenamiento o fabricante del mismo quiere instalar dichas funciones POD-P y POD-Q voluntariamente previo a la aprobación de estas especificaciones técnicas, deberá contar con la aprobación por el operador del sistema en lo que se refiere a las características del control a implementar.

Los módulos de almacenamiento síncronos, independientemente de que tengan capacidad técnica y legal para absorber de la red, dispondrán de un PSS en las mismas condiciones que se establece a los módulos de electricidad síncronos en el Sistema Eléctrico Peninsular Español o en el Sistema Eléctrico No Peninsular respectivamente.

Adicionalmente, los módulos de almacenamiento estarán sujetos a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente, tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red en su caso.



Anexo VII

Requisitos técnicos específicos para compensadores síncronos

Los compensadores síncronos observarán adicionalmente los siguientes requisitos técnicos específicos:

- Se encontrarán exentos de cumplir los siguientes requisitos:
 - Regulación potencia frecuencia: modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.
 - Reducción de la capacidad de potencia máxima con la caída de la frecuencia.
 - Todos los requisitos relativos a controles de establecimiento, limitaciones o de rampas de la potencia programada o de despacho.
 - Contribución a la recuperación de la potencia activa tras una falta.
- Las capacidades de potencia reactiva serán las correspondientes al diagrama de capacidad P-Q del alternador a potencia activa nula.

Adicionalmente, todos los compensadores síncronos de significatividad C o D deberán disponer de una constante de inercia de al menos 2,5 segundos en base a su potencia aparente nominal.