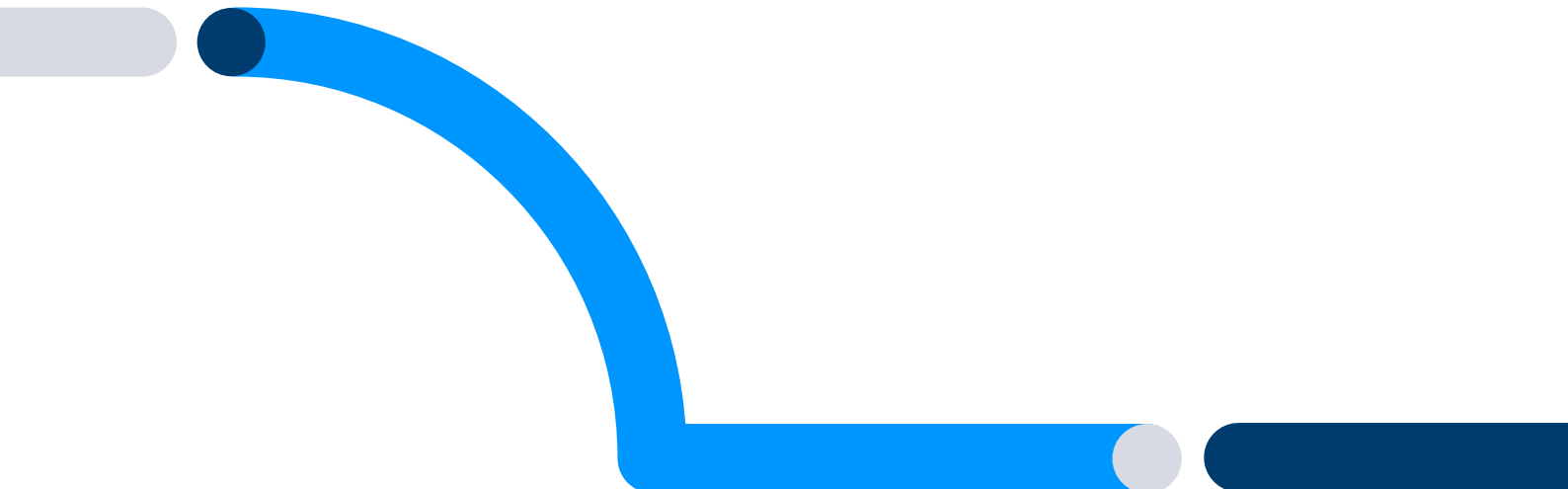


red eléctrica

Una empresa de Redeia



Instalaciones de conexión a la red de transporte y equipos de generación, demanda, almacenamiento y sistemas HVDC: Requisitos Mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad

Procedimiento de Operación 12.2

Aspectos que podrían regularse en normativa de rango superior al procedimiento de operación o requerir de modificación de dicha normativa.

Índice

1	Objeto.....	1
2	Definiciones.....	2
3	Ámbito de aplicación.....	3
3.1	Consideración de instalaciones existentes y consideraciones sobre la aplicabilidad del presente procedimiento de operación de los Reglamentos Europeos.....	5
3.2	Evaluación de la significatividad.....	6
3.3	Modificación de instalaciones	7
4	Instalaciones conectadas a la red de transporte	8
4.1	Condiciones de intercambio de la energía	8
4.1.1	Continuidad de suministro	9
4.1.2	Calidad del producto.....	9
4.1.2.1	Límites de emisión de perturbaciones.....	9
4.1.2.2	Niveles de planificación de perturbaciones	10
4.1.2.3	Potencia intercambiada	11
4.2	Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento	12
4.2.1	Potencia de cortocircuito	12
4.2.2	Coordinación de aislamiento.....	12
4.3	Automatismos.....	12
4.4	Instalación de enlace para conexión a la red de transporte.....	13
4.5	Requisitos de diseño y equipamiento.....	15
4.5.1	Equipamiento de potencia	15
4.5.2	Sistema de protección	19
4.5.3	Servicios auxiliares	19
4.5.4	Red de tierras	20
4.5.5	Intercambio de información con el operador del sistema	20
4.5.6	Supervisión.....	20
4.5.7	Conexión de transformadores a la red de transporte	20
4.6	Condiciones de funcionamiento	21
4.6.1	Instalaciones de medida	21
4.6.2	Mantenimiento	21
4.6.3	Maniobras.....	21
4.6.3.1	Grupos con interruptor de máquina	22



4.6.4	Condiciones de conexión y desconexión	23
5	Módulos de generación de electricidad que no tengan la consideración de existentes	24
5.1	Módulos de generación de electricidad del SEPE	24
5.1.1	Requisitos de frecuencia	24
5.1.1.1	Control de la potencia	24
5.1.1.2	Rangos de frecuencia	25
5.1.1.3	Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U	25
5.1.2	Requisitos de tensión	25
5.1.2.1	Control de inyección rápida de corriente	25
5.1.2.2	Modos de control combinado de potencia reactiva	26
5.1.2.3	Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo D	26
5.1.2.4	Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo A, B y C conectados en red de distribución radial	27
5.1.3	Requisitos de robustez	27
5.1.3.1	Capacidad para soportar huecos de tensión	27
5.1.3.2	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta	27
5.1.4	Requisitos de gestión del sistema	27
5.1.4.1	Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia	27
5.2	Módulos de generación de electricidad de los SENP	28
5.2.1	Requisitos de frecuencia	29
5.2.1.1	Control de la potencia	29
5.2.1.2	Rangos de frecuencia	29
5.2.1.3	Nivel mínimo de regulación y mínimo técnico	31
5.2.1.4	Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U	31
5.2.2	Requisitos de tensión	33
5.2.2.1	Control de inyección rápida de corriente	33
5.2.2.2	Función estabilizadora de potencia (PSS)	34
5.2.2.3	Modos de control de potencia reactiva	34
5.2.2.4	Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para módulos de parque eléctrico de tipo C y D	34
5.2.2.5	Modos de control combinado de potencia reactiva	34
5.2.3	Requisitos de robustez	35
5.2.3.1	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta	35



5.2.3.2	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas	35
5.2.3.3	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas	35
5.2.3.4	Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas	35
5.2.3.5	Capacidad para soportar sobretensiones transitorias de los módulos de generación síncronos.....	36
5.2.3.6	Capacidad para soportar sobretensiones transitorias de los módulos de parque eléctrico.....	37
5.2.4	Requisitos de restablecimiento	38
5.2.4.1	Arranque autónomo	38
5.2.5	Requisitos de gestión del sistema.....	39
5.2.5.1	Esquemas de protecciones y sus ajustes	39
5.2.5.2	Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia.....	39
6	Módulos de generación de electricidad existentes.....	40
7	Instalaciones de demanda y de distribución que no tengan la consideración de existentes.....	41
7.1	Requisitos para el SEPE.....	41
7.1.1	Requisitos de frecuencia	41
7.1.1.1	Control de la potencia.....	41
7.1.1.2	Rangos de frecuencia.....	41
7.1.1.3	Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo (MRPFL-UC).....	42
7.1.1.4	Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia.....	42
7.1.2	Requisitos de tensión	43
7.1.2.1	Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia	43
7.1.3	Requisitos de robustez	43
7.1.3.1	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas	43
7.1.3.2	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas	44
7.1.3.3	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta	44
7.1.3.4	Capacidad para sobretensiones transitorias	44
7.1.4	Requisitos de gestión del sistema.....	45
7.1.4.1	Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa	45
7.2	Requisitos para los SENP.....	46
7.2.1	Requisitos de frecuencia	47
7.2.1.1	Control de la potencia.....	47
7.2.1.2	Rangos de frecuencia.....	47



7.2.1.3	Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo (MRPFL-UC).....	48
7.2.1.4	Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia	49
7.2.1.5	Calidad de suministro	49
7.2.2	Requisitos de tensión	49
7.2.2.1	Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia	49
7.2.3	Requisitos de robustez	49
7.2.3.1	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas	49
7.2.3.2	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas	50
7.2.3.3	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta	50
7.2.3.4	Capacidad para sobretensiones transitorias	50
7.2.4	Requisitos de gestión del sistema.....	51
7.2.4.1	Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa	51
8	Instalaciones de demanda o distribución existentes	52
9	Sistemas HVDC y módulos de generación de electricidad en corriente continua.....	53
9.1	Requisitos para el SEPE.....	53
9.1.1	Requisitos de frecuencia	53
9.1.1.1	Control de potencia.....	53
9.2	Requisitos para los SENP.....	53
9.2.1	Requisitos de frecuencia	53
9.2.1.1	Control de potencia.....	53
9.2.1.2	Rangos de frecuencia.....	54
9.2.1.3	Capacidad de soportar huecos de tensión.....	54
9.2.1.4	Capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	54
10	Instalaciones híbridas	55
11	Módulo de almacenamiento.....	57
12	Otras instalaciones conectadas a la red de transporte.....	60
13	Compensadores Síncronos	61



1 Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad a las instalaciones de conexión a la red de transporte de los equipos de generación, demanda, almacenamiento, sistemas HVDC y de cualquier otro tipo conectados a la red de transporte del sistema eléctrico español.

Adicionalmente, también es objeto de este procedimiento establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad a los siguientes equipos independientemente de que se conecten a la red de transporte o distribución:

- De generación, de demanda, de red de distribución, de sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y de módulos de parque eléctrico en corriente continua del sistema eléctrico peninsular español (SEPE) en aquellos aspectos técnicos que no son tratados en los Reglamentos (UE) de conexión a red siguientes ni en la normativa nacional (orden TED 749/2020) que los desarrolla a nivel nacional:
 - Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
 - Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión del 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda.
 - 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.
- De generación, de demanda, de red de distribución, de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP).
- De las instalaciones híbridas, para todo el territorio nacional, independientemente de que dispongan de almacenamiento (ver definiciones en apartado 2).
- De otros equipamientos de almacenamiento, para todo el territorio nacional, de acuerdo con la definición establecida en el artículo 6 de la Ley 24/2013 (ver definiciones en apartado 2).
- De otras instalaciones singulares no contempladas en los puntos anteriores ni en los Reglamentos (UE) de conexión a red para todo el territorio nacional.

2 Definiciones

A efectos del presente procedimiento de operación, se aplicarán las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión y en el artículo 3 de la Orden TED 749/2020.

Asimismo, serán de aplicación a este procedimiento de operación, las siguientes definiciones:

- «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.
- «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.
- «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.
- «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.
- «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.
- «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.

En lo sucesivo, para este procedimiento de operación, toda referencia al cumplimiento de los requisitos técnicos de los Reglamentos (UE) de conexión a la red antes citados, debe entenderse como el cumplimiento conjunto, tanto de todos los requisitos cerrados de dichos reglamentos (UE) como de los correspondientes requisitos abiertos, cuyos desarrollos nacionales se establecen el RD 647/2020 y la Orden TED 749/2020, o en normativas posteriores que los modifiquen o sustituyan.

3 Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación es de aplicación en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) y en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) a:

- El operador del sistema.
- El transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- Los distribuidores en calidad de gestores de la red de distribución.
- Los distribuidores en calidad de titulares de instalaciones de distribución.
- Los titulares de instalaciones de generación independientemente de si están conectados a la red de transporte o a la red de distribución, de si están hibridadas y de si disponen de almacenamiento.
- Los titulares de módulos de almacenamiento independientemente de si están conectados a la red de transporte o a la red de distribución.
- Los titulares de instalaciones de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.
- Los titulares de instalaciones de demanda independientemente de si están conectadas a la red de transporte o a la red de distribución.
- Los titulares de instalaciones de demanda que estén conectadas a la red de distribución y que presten servicios de respuesta de demanda, conforme al Reglamento (UE) 2016/1388.
- Los titulares de otras instalaciones conectadas a la red de transporte.

Serán de aplicación los requisitos generales especificados en el apartado 4:

- A toda instalación que se conecte a la red de transporte del SEPE y de los SENP, independientemente de que sea de generación (híbrida o no), de demanda, de red de distribución, de sistemas HVDC, de almacenamiento o de cualquier otro tipo y que no tenga la consideración de existente a los efectos de este procedimiento de operación, según lo dispuesto en el apartado 3.1.

Aquellas instalaciones conectadas a la red de transporte a las que no les sean de aplicación los requisitos generales del apartado 4, deberán cumplir con los requisitos equivalentes siguientes:

- Las instalaciones del SEPE deberán cumplir con lo establecido, a los mismos efectos, en el P.O. 12.2 del SEPE vigente a la fecha de su puesta en servicio o, en su defecto, en la normativa equivalente a la anterior vigente a la fecha de su puesta en servicio.
- Las instalaciones de los SENP deberán cumplir con lo establecido, a los mismos efectos, en el P.O. 12.2 de los SENP vigente a la fecha de su puesta en servicio o, en su defecto, en la normativa equivalente a la anterior vigente a la fecha de su puesta en servicio.
- Adicionalmente, les será de aplicación lo establecido en la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte, así como en el P.O. 1.4. del SEPE y el P.O. 1 en los SENP respectivamente. Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño ni desconexión los valores indicados en dichos procedimientos de operación del SEPE o SENP, según corresponda, en lo relativo a los valores nominales de la frecuencia, rango de variación y ocurrencia de eventos, así como en lo relativo al valor nominal y variaciones del valor eficaz de tensión.

Adicionalmente, a los efectos de mejor entendimiento, la clasificación por significatividad de los módulos de generación de electricidad en tipos A, B, C y D, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631 y su desarrollo nacional en el RD 647/2020 para el SEPE y en el apartado 3.2 de este procedimiento de operación para los SENP, es utilizada en este procedimiento para todos los módulos de generación de electricidad independientemente de que sean existentes o futuros y de que le sean o no de aplicación los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631. Igualmente, se utilizará para los módulos de almacenamiento la clasificación por significatividad en tipos A, B, C y D, conforme a lo establecido en el apartado 3.2 de este procedimiento de operación, tanto para el SEPE como para los SENP, independientemente de que sean existentes o futuros y de que le sean o no de aplicación los requisitos de este procedimiento.

En relación con los módulos de generación de electricidad, con independencia de que formen parte de una instalación híbrida:

- Deben cumplir los requisitos técnicos adicionales definidos en el apartado 5:
 - Los módulos de generación de electricidad del SEPE y de los SENP que no tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, según lo dispuesto en el apartado 3.1.
- Deben cumplir la normativa especificada en el apartado 6:
 - Los módulos de generación de electricidad del SEPE que tengan la consideración de existentes según el Reglamento (UE) 2016/631 y su desarrollo nacional en el RD 647/2020,
 - Los módulos de generación de electricidad de los SENP que tengan la consideración de existentes, según lo dispuesto en el apartado 3.1.

En relación con las instalaciones de demanda y redes de distribución:

- Deben cumplir con los requisitos correspondientes establecidos en el apartado 7:
 - Las instalaciones de demanda y redes de distribución del SEPE y de los SENP, que no tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, según lo dispuesto en el apartado 3.1.
- Deben cumplir con la normativa especificada en el apartado 8:
 - Las instalaciones de demanda y redes de distribución del SEPE que tengan la consideración de existentes a los efectos del Reglamento (UE) 2016/1388,
 - Las instalaciones de demanda y redes de distribución de los SENP que no le sea de aplicación los requisitos técnicos del presente procedimiento, según lo dispuesto en el apartado 3.1.

En relación con los sistemas HVDC y los módulos de generación de electricidad en corriente continua, deberán cumplir con los requisitos técnicos adicionales especificados en el apartado 9, los sistemas HVDC y los módulos de generación de electricidad en corriente continua del SEPE y de los SENP que no tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, según lo dispuesto en el apartado 3.1.

En relación con las instalaciones que deberán cumplir con los requisitos técnicos correspondientes especificados en el apartado 10 las instalaciones híbridas del SEPE y de los SENP, independientemente del tipo de módulos de generación de electricidad constituyentes e independientemente de que dispongan de módulos de almacenamiento.

Deberán cumplir los requisitos técnicos correspondientes especificados en el apartado 11 el módulo de almacenamiento del SEPE y de los SENP independientemente de que formen o no parte de una instalación híbrida, que no tengan la consideración de existente a los efectos del presente procedimiento, según lo dispuesto en el apartado 3.1.

Deberán cumplir los requisitos establecidos en el apartado 12, así como cumplimentar los procedimientos establecidos reglamentariamente en materia de acceso y conexión, aquellas otras instalaciones que se conecten a la red de transporte y que, por su características especiales, no se puedan clasificar como instalaciones de generación, demanda, distribución, sistemas HVDC y módulos de generación de electricidad en corriente continua, almacenamiento o híbridas de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y en este procedimiento de operación.

Los compensadores síncronos deberán cumplir los requisitos establecidos en el apartado 13.

Este procedimiento de operación no será de aplicación 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.

3.1 Consideración de instalaciones existentes y consideraciones sobre la aplicabilidad del presente procedimiento de operación de los Reglamentos Europeos

Instalaciones híbridas

A todas las instalaciones híbridas del SEPE y de los SENP les será de aplicación los requisitos técnicos establecidos en el apartado 10 de este procedimiento de operación.

Módulo de almacenamiento

Los módulos de almacenamiento del SEPE y de los SENP que no tengan la consideración de existentes a la fecha de la entrada en vigor de este procedimiento de operación, deberán cumplir con lo establecido para los módulos de generación de electricidad en el Reglamento (UE) 2016/631 así como con los correspondientes desarrollos nacionales establecidos en el RD 647/2020 y la Orden TED 749/2020 con las salvedades y consideraciones especificadas en este procedimiento relativas a aspectos técnicos derivados de la condición de almacenamiento así como de la condición de pertenecer a los SENP en su caso. Estas instalaciones estarán sujetas a la evaluación de la significatividad establecida al efecto en el apartado 3.2 de este procedimiento de operación.

Tendrán la consideración de existentes, a efectos de este procedimiento de operación los módulos de almacenamiento, independientemente de que tengan capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red, en todo el territorio nacional que ya estuvieran conectados y puestos en servicio a la entrada en vigor del presente procedimiento de operación. Se entiende como puesta en servicio la fecha de obtención de la aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento regulada en el Real Decreto 647/2020.

Instalaciones del SEPE y de los SENP

Los generadores, instalaciones de demanda y redes de distribución, sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua del SEPE, que no tengan la consideración de existentes según los correspondientes Reglamentos (UE) y sus desarrollos nacionales en el RD 647/2020 deberán cumplir adicionalmente los correspondientes requisitos establecidos en este procedimiento.

Los generadores, instalaciones de demanda y redes de distribución, sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua de los SENP, que no tengan la consideración de existentes a la fecha de la entrada en vigor de este procedimiento de operación, deberán cumplir con todo lo establecido para las instalaciones del SEPE en los antes citados Reglamentos (UE) de conexión a la red así como con los correspondientes desarrollos nacionales establecidos en el RD 647/2020 y la Orden TED 749/2020 con las salvedades especificadas en este procedimiento relativas a aspectos técnicos específicos que caracterizan a los SENP por ser sistemas eléctricos de pequeño tamaño y que los diferencia del SEPE. Los módulos de generación de electricidad de los SENP estarán sujetos a la evaluación de la significatividad establecida al efecto en el apartado 3.2 de este procedimiento de operación.

Tendrán la consideración de existentes, a efectos de este procedimiento de operación las instalaciones del SEPE y de los SENP de generación, de demanda y redes de distribución, de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua que ya estuvieran conectadas y puestas en servicio a la entrada en vigor del presente procedimiento de operación. Se entiende como puesta en servicio la fecha de obtención de la aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento regulado en el RD 647/2020.

3.2 Evaluación de la significatividad

Módulos de Generación de Electricidad de los SENP

La evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad de los SENP se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido al efecto en el RD 647/2020 de implementación de los códigos de conexión a red europeos para las instalaciones del SEPE. No obstante, se establece una modificación en los umbrales de la significatividad en función de la tensión del punto de conexión y de la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad dadas las características específicas de los SENP por ser sistemas eléctricos de pequeño tamaño. A tales efectos se establece que:

- i. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 66 kV y cuya capacidad máxima sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW serán considerados Tipo A;
- ii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 66 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 100 kW e igual o inferior a 1 MW serán considerados Tipo B;
- iii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 66 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 1 MW e igual o inferior a 10 MW serán considerados Tipo C;
- iv. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 66 kV o cuya capacidad máxima sea superior a 10 MW serán considerados Tipo D.

Módulo de almacenamiento

La clasificación por significatividad en tipos A, B, C y D, conforme a lo establecido en el RD 647/2020 para el SEPE, o a lo establecido en el presente procedimiento para los SENP en su caso, se extiende a los módulos de almacenamiento, independientemente de que tenga capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red, aplicando los criterios de evaluación de la significatividad del sistema eléctrico (SEPE o SENP) al que se conecten. Se considerará como capacidad máxima la definida en este procedimiento como "capacidad máxima del módulo de almacenamiento".

3.3 Modificación de instalaciones

Instalaciones del SEPE y de los SENP

Los módulos de generación de electricidad, las instalaciones de demanda y redes de distribución, los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua del SEPE y de los SENP podrán dejar de tener la consideración de existente, a los efectos de este procedimiento de operación, como resultado de la aplicación de lo establecido en el RD 647/2020 al efecto de modificaciones que requerirán la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, con las salvedades siguientes:

- Se considerará como fecha de entrada en vigor la del presente procedimiento de operación.
- La evaluación de la significatividad será la establecida en el apartado 3.2 de este procedimiento de operación.
- No se considerará el plazo de 2 años para comenzar a tener en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad y de la sustitución o modernización de equipos que tengan lugar. El carácter acumulativo se entenderá por tanto desde la fecha de entrada en vigor de este procedimiento de operación.

Módulo de almacenamiento

En todo el territorio nacional, los módulos de almacenamiento, independientemente de que tenga capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red, dejarán de tener la consideración de existentes, a los efectos de este procedimiento de operación, como resultado de la aplicación de lo establecido en el RD 647/2020 para los módulos generación de electricidad, ya sean síncronos o de parque eléctrico, al efecto de modificaciones que requerirán la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, con las salvedades siguientes:

- Se considerará como fecha de entrada en vigor la del presente procedimiento de operación.
- En el caso de los SENP, se considerará la evaluación de la significatividad alternativa establecida en el apartado 3.2.
- No se considerará el plazo de 2 años para comenzar a tener en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad y de la sustitución o modernización de equipos que tengan lugar. El carácter acumulativo se entenderá por tanto desde la fecha de entrada en vigor de este procedimiento de operación.
- Se considerará como capacidad máxima la definida en este procedimiento como “capacidad máxima del módulo de almacenamiento”.
- Se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal el alternador o los inversores en su caso.

4 Instalaciones conectadas a la red de transporte

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 según lo establecido en la regulación vigente. Asimismo, deberá cumplir los requisitos y obligaciones establecidos en la normativa vigente y en el presente procedimiento de operación para la obtención del permiso de conexión, así como para el procedimiento de notificación operacional.

Adicionalmente, el titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte deberá informar al titular de la red de transporte sobre el diseño y proyecto básico de la misma según esté definido reglamentariamente en materia de acceso y conexión así como en lo relativo al proceso de notificaciones operacionales para la puesta en servicio según se indica en el Real Decreto 647/2020, estando el resto del proyecto concebido y ejecutado en base a los criterios del titular de la instalación, dentro de cuya responsabilidad está el cumplir la normativa y la legislación aplicable en todo momento. Los requisitos del presente apartado que se afirman cumplir para la obtención de los correspondientes permisos de acceso y conexión deberán acreditarse en el procedimiento de notificaciones operacionales para la puesta en servicio de la instalación conforme a lo establecido en el RD 647/2020.

En todo caso, será responsabilidad del titular de la instalación tanto facilitar la información precisada por el titular de la red de transporte como el cumplimiento en todo momento de los requisitos establecidos en la normativa vigente europea, nacional y en este procedimiento. La información a suministrar será la recogida en la reglamentación relativa a la información a intercambiar con el operador del sistema y la tramitación de las solicitudes de acceso, conexión y puesta en servicio.

Asimismo, el titular de la instalación deberá garantizar que la información suministrada es correcta y deberá actualizarse en caso de que se produzcan modificaciones de diseño de algún elemento, inclusión de nuevos elementos o por haberse detectado valores erróneos en la información ya remitida. Por su parte, los titulares de las instalaciones no 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.

4.1 Condiciones de intercambio de la energía

El RD 1955/2000 establece en su artículo 23 que la transferencia de la energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente y las definidas para la potencia reactiva que se determinen en las Instrucciones Técnicas Complementarias a dicho Real Decreto y en los procedimientos de operación del sistema.

Asimismo, el RD 1955/2000 establece en su artículo 24, que el operador del sistema será responsable de impartir las instrucciones a los agentes propietarios de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema y de gestionar los servicios complementarios para garantizar la seguridad del sistema y el cumplimiento en cada uno de los puntos frontera del transporte con los agentes conectados a la red de transporte, de los niveles de calidad que se definan en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

A tal efecto, para aquellas instalaciones del SEPE y de los SENP que no tengan la consideración de existentes a los efectos de este procedimiento de operación, estos aspectos quedarán cubiertos con el cumplimiento de los requisitos establecidos al efecto en dichos Reglamentos (UE) y en su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 así como en lo establecido en el presente procedimiento de operación.

En todo caso, la instalación no producirá, y a su vez, será capaz de soportar, sin daño ni desconexión, incrementos de tensión de régimen permanente de hasta el 4% durante la realización de cualquier maniobra dentro de los límites de tensiones establecidos a soportar sin desconexión en los Reglamentos (UE) y, en caso de que no le sea de aplicación, dentro de los límites establecidos en el procedimiento de operación 1.4 del SEPE y en el procedimiento de operación 1 en los SENP respectivamente.

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

4.1.1 Continuidad de suministro

La instalación deberá ser capaz 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 RD 1955/2000 o norma que lo sustituya.

4.1.2 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 que, en el ámbito de la calidad de producto, se definen de la siguiente manera:

- «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.
- «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.
- «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.
- «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.

4.1.2.1 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 se incluyen 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.

Se establecen 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 SEPE o iguales o superiores a 66 kV en los SENP para el conjunto de las instalaciones de generación o de demanda conectados a la red de transporte:

- Parpadeo (Flicker): Se establecen los siguientes límites de emisión de parpadeo en cada nudo de la red de transporte:
 - $P_{st} \leq 0,8$
 - $P_{lt} \leq 0,6$

En estos límites ya se ha tenido en cuenta 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: con el objeto de no sobrepasar los niveles de planificación del operador del sistema establecidos en el presente procedimiento de operación, se establecen los siguientes límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte:

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
$17 \leq n \leq 49$	$1,1* \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,17* \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3,00%					

Tabla 1. Límites 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)

4.1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones

Se corresponden con los niveles máximos de las perturbaciones electromagnéticas para los cuales se ha diseñado un determinado sistema. Los niveles de planificación se pueden considerar 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 soportarlos:

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

En estos niveles ya se ha tenido en cuenta el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado en baja 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 siguientes niveles de planificación de tensiones armónicas en la red de transporte:

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 del apartado 4.1.2.

4.1.2.3 Potencia intercambiada

La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones no transporte no debe ser superior a la capacidad de acceso de la instalación indicada por el operador del sistema en el permiso de acceso y 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 le exige instalar un sistema de control coordinado que limita 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 que se establecen al efecto en este procedimiento de operación en los apartados correspondientes al tipo de instalación.

En circunstancias en que la actuación de estos dispositivos limitadores, cuando existan, pueda potencialmente interferir con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá solicitar la desconexión programada de la instalación

4.2 Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento

4.2.1 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 que se consideran en los procedimientos de operación 13.1 y 13.3 de los SEPE o para el procedimiento de operación 13 de los SENP 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 SEPE o en el procedimiento de operación 13 de los SENP 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 demostraran que la instalación que se conecta a la red de transporte produjera un aumento de la potencia de cortocircuito en la instalación de transporte a la que se conecta 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 de transporte y, en su caso, las instalaciones de conexión de otras instalaciones ya conectadas serían a cargo del agente solicitante.

En tanto no se adecue la instalación de transporte las instalaciones conectadas deberán contar con los dispositivos físicos y/o procedimientos de funcionamiento limitadores de potencia de cortocircuito que garanticen el cumplimiento de la limitación anterior. Alternativamente, el agente podría incorporar equipos limitadores de potencia de cortocircuito a las instalaciones de generación para 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.

4.2.2 Coordinación de aislamiento

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

4.3 Automatismos

La instalación deberá contar con los elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas del operador del sistema que le sean de aplicación según 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 según 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 apartados del 5 al 13 según corresponda, así como los establecidos en la normativa vigente que sea de aplicación.

4.4 Instalación de enlace para conexión a la red de transporte

De acuerdo con lo establecido en la normativa vigente de acceso y conexión, el agente que accede 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 agente. Ante la falta de acuerdo en dicha programación, el agente propondrá una programación alternativa.

Se define, a efectos de este procedimiento, instalación de enlace como el 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. 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 los gráficos del apartado 4.5.1.

La instalación de enlace está constituida por instalaciones de transporte y de no transporte, de una única tensión cuando la conexión se efectúa a través de una línea y de dos o más tensiones cuando se efectúa a través de un transformador. La instalación de conexión en cambio está constituida solamente por instalaciones no transporte.

En aplicación del RD 1955/2000, los elementos integrantes de la red de transporte tendrán 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, siendo este equipamiento de transporte.

Si la conexión se efectúa a través de una línea no transporte, los equipos de protección, control y comunicaciones asociados a esa salida de línea que se instalan en la subestación de transporte son elementos de transporte pues garantizan la seguridad de la red de transporte. Los elementos de protección, control y comunicaciones de la línea y de la subestación no transporte son no transporte y deberán ser compatibles y funcionar adecuadamente con los sistemas de la red de transporte. El mantenimiento y operación de estos elementos y sistemas no transporte serán responsabilidad del agente titular de la instalación.

Si la conexión se efectúa a través de un transformador no transporte, los equipos de protección propios a la máquina estarán ubicados en la instalación no transporte y serán elementos no transporte; sin embargo, los equipos de protección asociados a la posición de salida del transformador en la subestación de transporte serán elementos de transporte. Con ello se aseguran los criterios de coordinación y seguridad.

La medida se efectuará según se define en el RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico (en adelante, RD 1110/2007) y sus instrucciones técnicas complementarias aprobadas por la Orden TEC 1281/2019 de 19 de diciembre o posteriores en vigor. Este sistema de medida es propiedad y responsabilidad del agente que se conecta a la red de transporte. Para detalle de instalación de equipos ver apartado 4.6.1 sobre instalaciones de medida.

La modificación a realizar en la red de transporte para posibilitar la conexión de instalaciones no transporte obedecerán a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en el procedimiento de operación 13.1 del SEPE o el procedimiento de operación 13 de los SENP, a lo establecido en el RD 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 adelante, RD 1047/2013), en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, y a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE o Ley del Sector Eléctrico).

Los requisitos de las instalaciones de transporte, tanto para modificación de subestaciones existentes como para nuevas instalaciones, son los recogidos en el procedimiento de operación 13.3 del SEPE o en el procedimiento de operación 13 de los SENP.

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 a conectar que no sean de 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 a conectar 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 como se indica en la siguiente tabla:

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 de distribución	<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.

4.5 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.

4.5.1 Equipamiento de potencia

Las configuraciones básicas, descritas a continuación, serán de aplicación a las instalaciones que se pongan en servicio en fecha posterior a la fecha de aprobación del presente procedimiento de operación.

En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el parque no transporte, la instalación de enlace entre ambos será:

- 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 según se define en la normativa vigente, instalación de enlace y la designación de los elementos que en ellas participan.

El objeto principal de estos diagramas es poder identificar de forma conceptual el punto frontera entre la red de transporte y no transporte en las principales formas de conexión a la red de transporte y denominar los elementos a los que se hará referencia posteriormente.

Observaciones:

- Se trata de representaciones simplificadas y orientativas con la que se pretende identificar los elementos principales que participan o pueden participar en la conexión.
- El unifilar de la subestación de transporte se definirá según el procedimiento de operación 13.3 del SEPE o el procedimiento de operación 13 de los SENP. Se representa en los diagramas como ejemplo el esquema de doble barra, indicándose posteriormente de forma simplificada cuál sería la aplicación para una configuración de interruptor y medio.
- Si hubiera situaciones excepcionales diferentes a las indicadas en este procedimiento de operación se analizarán de forma particular para aplicar la solución que mejor se adapte a los criterios indicados en este procedimiento de operación.

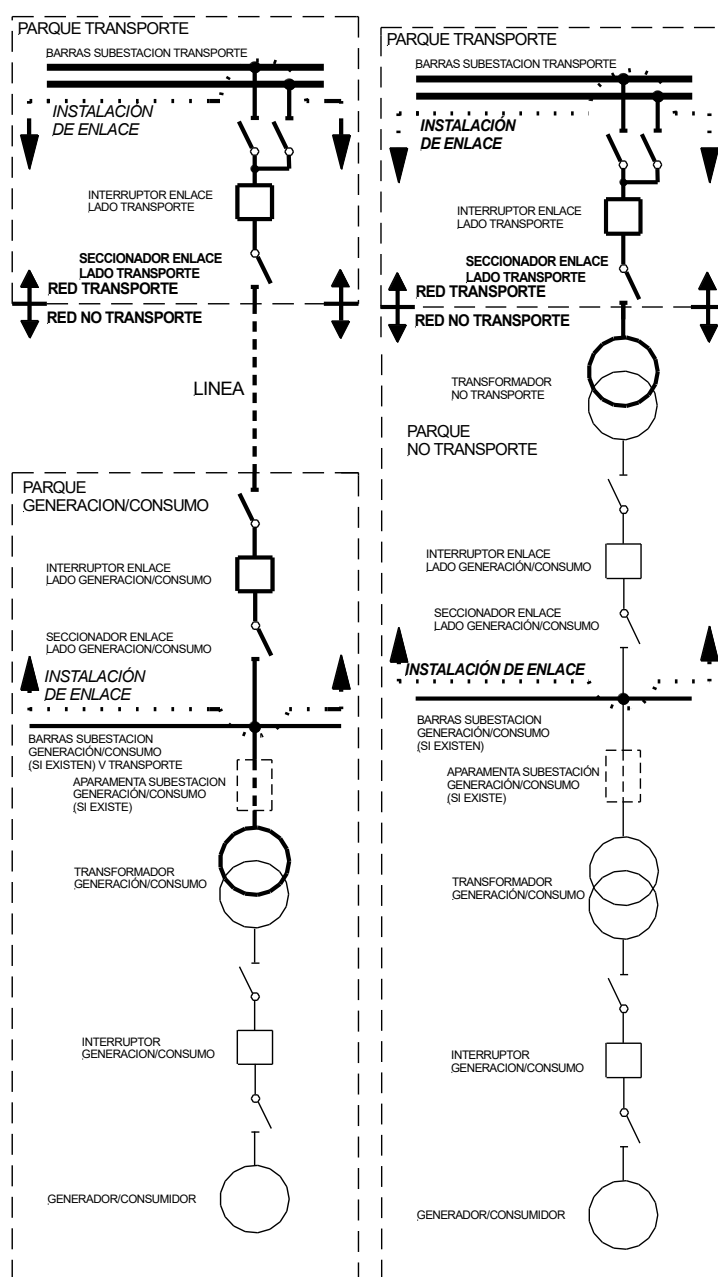


Figura 1. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo L y T1

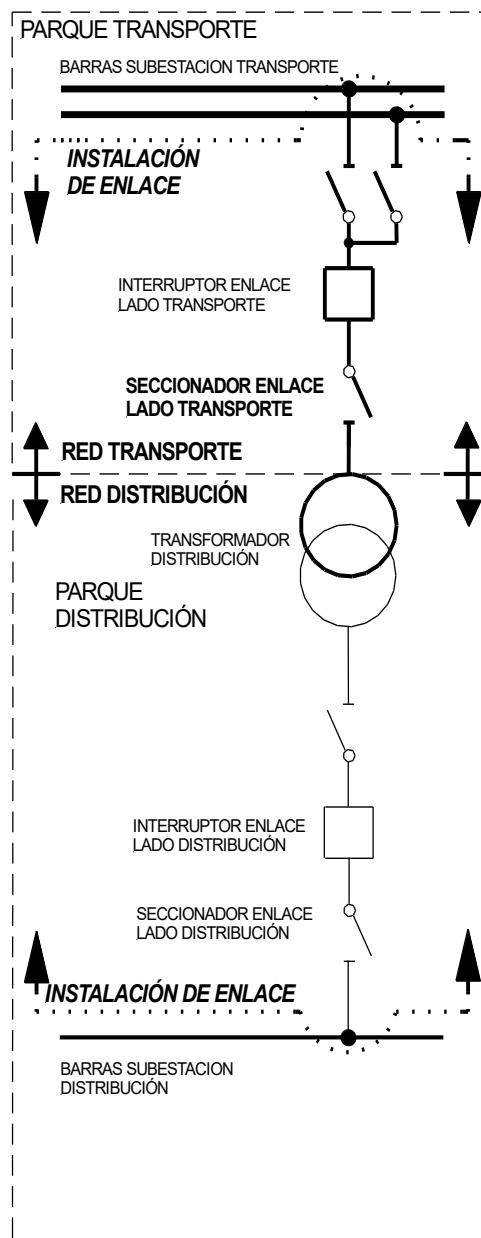


Figura 2. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo T2

Para mayor aclaración de la frontera entre transporte y no transporte para subestaciones de transporte con configuraciones diferentes a la doble barra ilustrada en los diagramas anteriores, se representa a continuación, también a modo de ejemplo, 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.

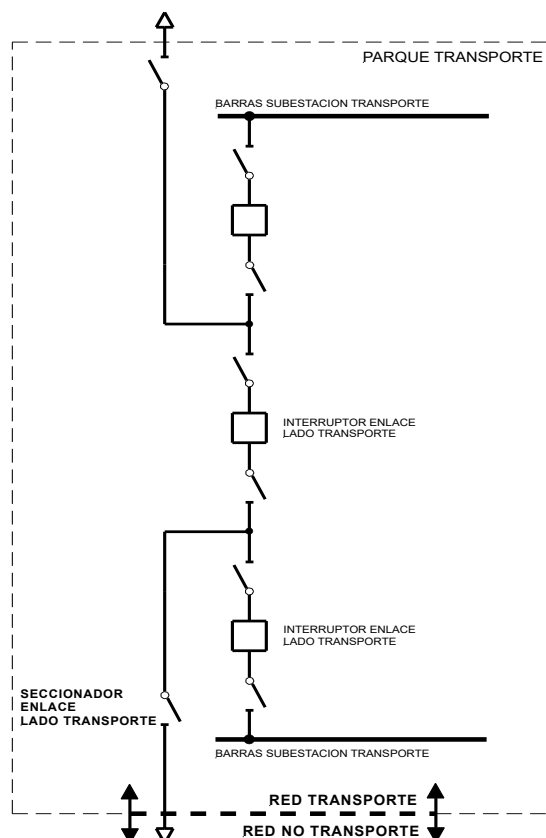


Figura 3. Diagrama para la identificación del punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio

Independientemente de la solución adoptada para la definición de la instalación de enlace, deben 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 será 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 puede ser el caso de instalaciones de bombeo u otras. Ver apartado 4.6.3 de este procedimiento.

Si la instalación de enlace incluye 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 SEPE o en el procedimiento de operación 13 de los SENP en su caso para las instalaciones de transporte y 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.

Si la instalación de enlace incluye 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 serán conectados 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 serán conectados en triángulo. No obstante, se podrán establecer otras conexiones previo acuerdo con el operador del sistema.

4.5.2 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 lo indicado en el documento:

- «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español» aprobado por la antigua Comisión Nacional de Energía (hoy denominada Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia) o su edición posterior en vigor en el caso de tratarse una instalación en el SEPE.
- «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares» aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y que recoge los requerimientos de equipamiento de los sistemas de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas o su edición posterior en vigor en el caso de tratarse una instalación en el SENP.

Adicionalmente el sistema de protección de la instalación coordinará con los sistemas de protección de la red a la que se conecta.

La instalación deberá soportar sin daño las faltas que se originen en la red de transporte y en el elemento de interconexión de la red de transporte con la instalación de no transporte despejadas en los correspondientes tiempos contemplados en el documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español» o en el documento «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares» o sus ediciones posteriores en vigor que las sustituyan respectivamente.

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, según se requiere en los «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español» o en los «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares» en su caso, o sus ediciones posteriores en vigor que las sustituyan respectivamente.

4.5.3 Servicios auxiliares

Existirá 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, si por algún motivo 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 garantizando igualmente el cumplimiento de la regulación vigente.

4.5.4 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.

4.5.5 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.

4.5.6 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 se establecen en la reglamentación vigente.

Existirá una supervisión del cumplimiento de los requisitos de diseño y equipamiento por parte del operador del sistema.

4.5.7 Conexión de transformadores a la red de transporte

En el caso de la conexión de transformadores de un agente 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 agente 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 agente tendrá la potestad de plantear una solución alternativa, cuya viabilidad será analizada por el operador del sistema.

Se podrán dar dos situaciones en el caso de dotación del interruptor del transformador maniobrado con un sistema de maniobra controlada:

- El interruptor al que está asociado el sistema de maniobra controlada es propiedad del transportista: en este caso, el agente se hará cargo de la compra e instalación del sistema de maniobra controlada, que pasará a ser propiedad del transportista.
- El interruptor al que está asociado el sistema de maniobra controlada es propiedad del agente: en este caso, el agente se hará cargo de la compra e instalación del sistema de maniobra controlada, y será responsable de su correcto ajuste, instalación, pruebas, operación y mantenimiento, siendo necesario que proporcione 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.).

4.6 Condiciones de funcionamiento

4.6.1 Instalaciones de medida

Los agentes ubicarán los equipos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida en instalaciones independientes de la instalación de transporte.

De manera excepcional, si lo anterior no fuera factible, la ubicación en la instalación de transporte de los equipos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, requerirán de una justificación de la no disponibilidad de medios alternativos independientes de la red de transporte. En este 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 agente.
- b) La propiedad y responsabilidad de toda la aparamenta y de los equipos necesarios (tanto principal, como redundante y comprobante) para la medida de la energía aportada a, o consumida de la red de transporte es del titular de la instalación conectada.
- c) Las condiciones de seguridad de la instalación de transporte son responsabilidad del titular de la misma, obligándose el agente a asumir todos los condicionados de seguridad que aquél requiera en los equipos instalados en el área de transporte establecidos en el 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 agente deban realizarse en el área de transporte.

4.6.2 Mantenimiento

El programa de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte se define según se describe en el procedimiento de operación 3.4. del SEPE y el correspondiente de los SENP.

Para asegurar el cumplimiento de las condiciones de seguridad de la red de transporte, el mantenimiento de las instalaciones de enlace seguirá 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.

Como condición previa para realizar la puesta en servicio de las instalaciones de enlace y/o del resto de la instalación que se va a conectar a la red de transporte, será necesario que se encuentren acordados por el transportista y el agente 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.

4.6.3 Maniobras

Como condición previa para realizar la puesta en servicio será necesario que se encuentren acordados 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, el agente dispondrá de un interlocutor disponible 24 horas al día con capacidad para maniobrar en tiempo real la instalación de enlace. Este interlocutor podrá ser un tercero contratado por el agente propietario para tal fin.

La instalación que se conecta a la red de transporte deberá contar como mínimo con un interruptor que haga función de interruptor de máquina, entendiendo como tal al interruptor instalado en el nivel de tensión del generador. Cuando se hubiese prescindido del interruptor de enlace del lado generación, 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 acuerdo específico se recogerán 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.).

Por otra parte, y previamente a la puesta en servicio de las instalaciones de conexión, el agente que se conecte 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 agente que se conecta, 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.

4.6.3.1 Grupos con interruptor de máquina

El interruptor de máquina se representa como “interruptor generación” en las figuras L y T1 del apartado 4.5.1.

Toda operación normal del grupo se realizará mediante el interruptor de máquina, o el interruptor de enlace lado no transporte, dependiendo 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.

4.6.4 Condiciones de conexión y desconexión

Los centros de control de generación y demanda, a petición del operador del sistema, serán los responsables de predisponer en teledisparo, en reducción automática de potencia, o de aplicar otros automatismos conforme al apartado 4.3, a las instalaciones conectadas a la red de transporte que les resulte de aplicación.

Para la 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.

La puesta en práctica de éstas y de cualquier otra condición que se refleje en el contrato establecido entre distribución y las instalaciones conectadas a la red de distribución que le resulte de aplicación afectarán en su mayoría a la operación de las posiciones de transporte en situaciones de frontera virtual. Es por ello que el operador del sistema podrá revisar dichos contratos y proponer su modificación si lo considera oportuno. En algunos casos puede ser incluso necesario el llegar a 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.

5 Módulos de generación de electricidad que no tengan la consideración de existentes

5.1 Módulos de generación de electricidad del SEPE

El propietario del módulo de generación de electricidad deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que, independientemente de que se conecte a la red de distribución o transporte, cumpla con el siguiente conjunto de requisitos técnicos sobre aspectos técnicos no tratados en el Reglamento (UE) 2016/631 ni en su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico español. Estos requisitos se establecen en este procedimiento de operación.

5.1.1 Requisitos de frecuencia

5.1.1.1 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 RD 1183/2020, 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 impidan:

- 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 otros términos, hay que entender a dichos controles de la potencia programada o de despacho como controles de la potencia en el ámbito del régimen permanente pero no de las potencias en el ámbito del régimen perturbado.

En particular, a los 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.

5.1.1.2 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, 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, en coordinación con el operador del sistema, al propietario del módulo de generación de electricidad, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deba ser capaz de funcionar sin desconectar si el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.

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

En relación con los modos de regulación potencia frecuencia, el módulo de generación de electricidad cumplirá con lo siguiente:

- Tendrá 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 hay que aportar 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, puede ocurrir en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

5.1.2 Requisitos de tensión

5.1.2.1 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.

5.1.2.2 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 y la Orden TED 749/2020, regulando la potencia reactiva en el punto establecido según el procedimiento de operación 7.4, o normativa posterior de aplicación, según la consigna recibida y en ningún caso el tiempo de respuesta será inferior a 1 minuto.
- y el modo de control de tensión operará como se especifica en el Reglamento (UE) 2016/631 y la Orden TED 749/2020, pero regulará la tensión en los terminales de la unidad generadora (por ejemplo, terminales de convertidor) constituyente del módulo de parque eléctrico con una velocidad de respuesta inferior a 250 ms o salvo petición justificada del titular de la instalación o del gestor de la red pertinente al gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, ante la posibilidad de situaciones de inestabilidades que requieran modificar parámetros de control que afecten o incluyan a la velocidad de respuesta. La consigna de tensión la gestionará el propietario del módulo de parque eléctrico de forma que se coordine convenientemente con el cambiador de tomas del transformador de evacuación, en su caso; siendo la contribución de este control de tensión tienda a ser nula en el régimen permanente posterior. No obstante, ante la posibilidad de situaciones de inestabilidades 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.

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

La Tabla 4 del apartado 2.1.1 de la Orden TED 749/2020 se sustituye por la tabla siguiente, así como toda referencia a la misma:

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

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

5.1.2.4 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 siguiente que sustituye a la Tabla 5 del apartado 2.1.2 de la Orden TED 749/2020, así como toda referencia a la misma:

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 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.

5.1.3 Requisitos de robustez

5.1.3.1 Capacidad para soportar huecos de tensión

Los módulos de parque eléctrico de tipo A deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable después de una perturbación del sistema eléctrico debida a faltas correctamente despejadas en la red. En este sentido, deberá cumplir con lo que se le requiere a los módulos de parque eléctrico de tipo B en la Orden TED 749/2020 en lo relativo a los requisitos de robustez frente a faltas equilibradas, desequilibradas y bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas.

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

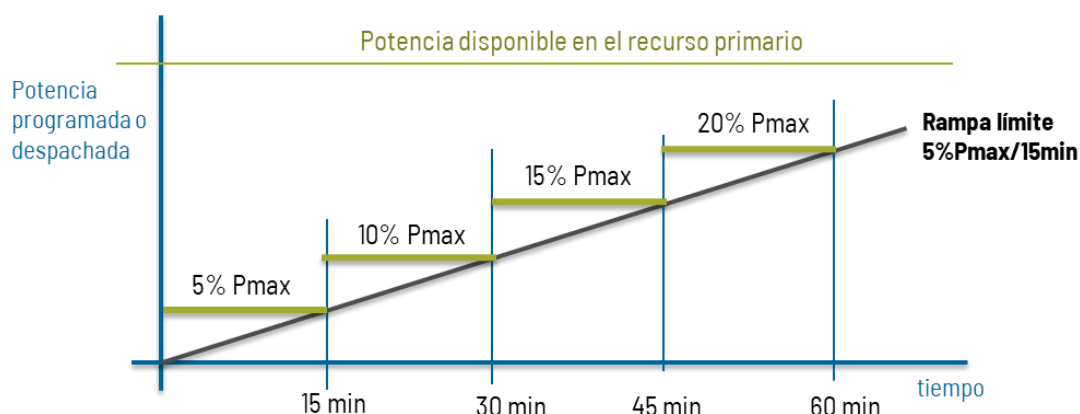
Los módulos de parque eléctrico de tipo A deberán ser capaces de cumplir con este requisito establecido en el apartado 3.3.1 del Anexo 1 de la Orden TED 749/2020 en las condiciones establecidas para los módulos de parque eléctrico de tipo B.

5.1.4 Requisitos de gestión del sistema

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

Al respecto de la capacidad de limitación a las rampas de subida y bajada a los módulos de generación de electricidad C y D se establece lo siguiente:

- 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 activa de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.6 del Anexo I de la Orden TED 749/2020 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.
- 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 siguiente se ejemplifican ambas formas de cumplimentación del requisito ya sea de forma continua o mediante escalones discretos para el caso de rampa límite del $5\%P_{\max}/15 \text{ min}$:



5.2 Módulos de generación de electricidad de los SENP

El propietario del módulo de generación de electricidad deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que, independientemente de que se conecte a la red de distribución o transporte, cumpla con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631 y sus desarrollos nacionales en el RD 647/2020 y la Orden TED 749/2020 para el SEPE, no obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes de los SENP 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 y sus desarrollos nacionales en la Orden TED 749/2020 será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito a los SENP.
- El módulo de generación de electricidad deberá cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes que sustituyen o modifican a los semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales a nivel SEPE.
- El módulo de generación de electricidad deberá cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes que son adicionales al tratarse de requisitos que quedan fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad de los sistemas eléctricos no peninsulares.

5.2.1 Requisitos de frecuencia

5.2.1.1 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 SEPE.

5.2.1.2 Rangos de frecuencia

La Tabla 1 del apartado 1.1 de la Orden TED 749/2020 se sustituye por la tabla siguiente, así como toda referencia a la misma:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares	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 1. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad del SENP debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red.

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, 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, en coordinación con el operador del sistema, al propietario del módulo de generación de electricidad, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deba ser capaz de funcionar sin desconectar si el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.

En relación con las variaciones combinadas de frecuencia y tensión, la Figura 1 de la Orden TED 749/2020 no aplica y la Figura 2 de la misma Orden se sustituye por la figura siguiente:

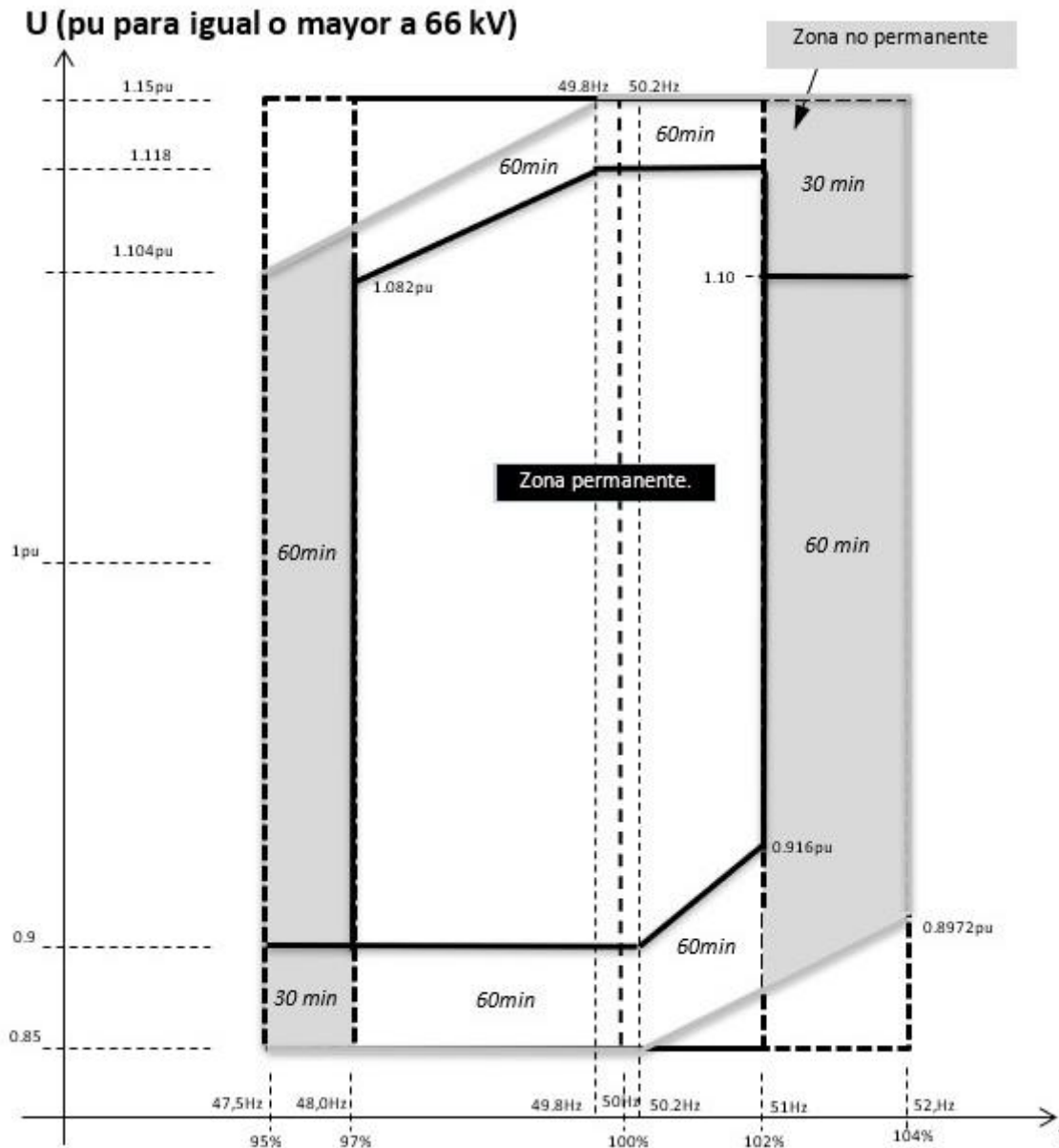


Figura 1. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, sin desconectarse de la red en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV.

En relación con la capacidad para soportar derivadas de frecuencia, un módulo de generación de electricidad será capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia de hasta 2 Hz/s medidas en una ventana temporal móvil de 750 ms. Adicionalmente a este respecto, no tendrán aplicación los párrafos siguientes de la Orden TED 749/2020:

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

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

5.2.1.3 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, puede ocurrir en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

5.2.1.4 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 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.

Los tiempos de respuesta y ajustes por defecto (salvo indicación diferente por el operador del sistema) de los parámetros que se considerarán en los SENP y que modifican a los establecido para el SEPE, de acuerdo con la Orden TED 749/2020, se especifican en las tablas siguientes:

Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPFL-0	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 (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 (t_e)(5)	menor o igual a 10 s	menor o igual a 10 s (3)	menor o igual a 30 s (3)
(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-0 o el MRPFL-U				
(5) Aplica a las subidas de potencia durante bajadas de frecuencia estando activado el MRPFL-U o el MRPFL-0				

Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPF	$ \Delta P_i /P_{\max}$	10%	10%	10%
	$ \Delta f_i $	<30 mHz	<30 mHz	<30 mHz
	Banda muerta	± 50 mHz	± 50 mHz	± 0
	Estadismo s_i	4%	4%	4%
	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
(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.				

Adicionalmente, se considerarán las siguientes modificaciones respecto de los establecido en la Orden TED 749/2020:

- 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 cuanto a la monitorización del MRPF para los módulos de parque eléctrico hay que aportar el valor de la potencia producible en tiempo real.
- Adicionalmente el módulo de generación de electricidad tendrá capacidad de recibir de operador del sistema e implementar consignas de limitación a la provisión de potencia a subir y a bajar a utilizar por los modos MRPF, MRPF-L-O y MRPF-L-U.

5.2.2 Requisitos de tensión

5.2.2.1 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.

5.2.2.2 Función estabilizadora de potencia (PSS)

Se considerará que no aplica el texto de la Orden TED 749/2020 relativo a este requisito. En su lugar, aplica que los módulos de generación de electricidad síncronos deberán incorporar un estabilizador de sistemas de potencia (*power system stabilizer* - PSS) si la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad síncrono es superior a un 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.

5.2.2.3 Modos de control de potencia reactiva

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

- 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.

5.2.2.4 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 sus controles será de tal forma que se asegure 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.

5.2.2.5 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 SEPE.

5.2.3 Requisitos de robustez

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

Los módulos de parque eléctrico de tipo A deberán ser capaces de cumplir con este requisito establecido en el apartado 3.3.1 del Anexo 1 de la Orden TED 749/2020 en las condiciones establecidas para los módulos de parque eléctrico de tipo B.

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

No se aplicarán en los SENP los perfiles de tensión en función del tiempo establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 y desarrollados en la Orden TED 749/2020 para los módulos de parque eléctrico del SEPE en el apartado 3.1.1 letras b y d) del Anexo I. En su lugar, se elimina la letra d) y se modifica como sigue la letra b):

b) Módulos de parque eléctrico de tipo A, B, C o D. El perfil de tensión en función del tiempo será el indicado en la figura 14.

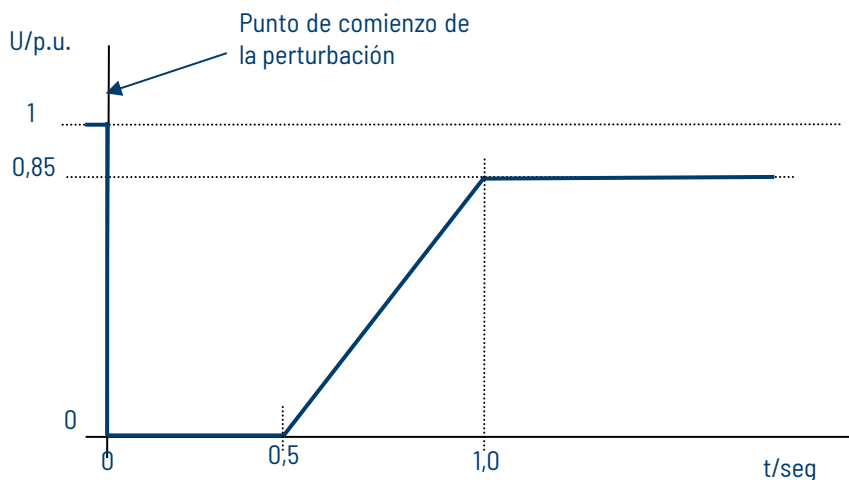


Figura 14. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo A, B, C o D. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

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

Al respecto de la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas se extiende a los módulos de parque eléctrico de tipo A lo establecido para los de tipo B en el Reglamento (UE) 2016/631 y su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 para los módulos de generación de electricidad del SEPE con la salvedad de la consideración del perfil de tensión en función del tiempo establecidos para módulos de parque eléctrico de los SENP en este procedimiento.

5.2.3.4 Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas

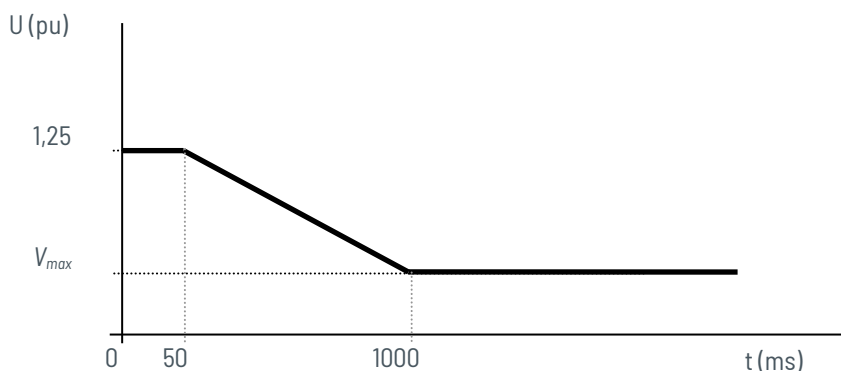
Al respecto del bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas se hace la salvedad respecto de lo establecido en la Orden TED 749/2020 de que la tensión umbral de bloqueo se establece en 0,1 pu en lugar de 0,2 pu, tanto para el bloqueo voluntario, para facilitar la capacidad de soportar huecos de tensión, como para

el bloqueo a requerimiento del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema. Adicionalmente, se extiende a los módulos de parque eléctrico de tipo A lo establecido para los de tipo B al respecto del bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas.

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

No se aplicará en los SENP los perfiles de tensión en función del tiempo de las figuras 17 y 18 establecidos en la Orden TED 749/2020 para los módulos de generación de electricidad síncronos del SEPE en el apartado 3.2.3 del Anexo 1. Se modifica el apartado entero como sigue:

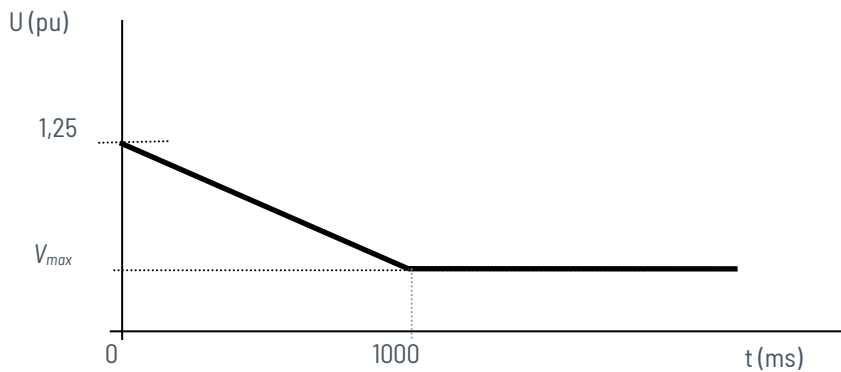
Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C o D serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo con la figura 17.



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

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

Por su parte, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B, serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales (tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión) de acuerdo con la figura 18 mientras que el gestor de la red pertinente no defina otro perfil tensión-tiempo en coordinación con el operador del sistema. 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.



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

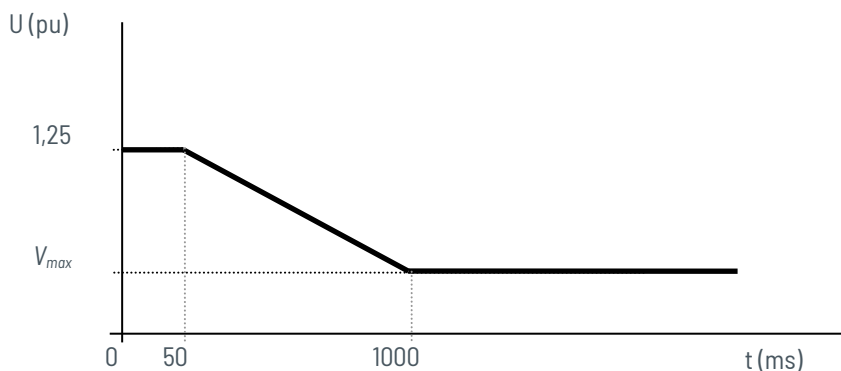
Figura 18. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo B.

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.

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

No se aplicará en los SENP las figuras 19 y 20 establecidos en la Orden TED 749/2020 para los módulos de parque eléctrico del SEPE en el apartado 3.3.3 del Anexo 1 definiendo los tiempos mínimos para soportar sobretensiones transitorias. No obstante, continúa siendo de aplicación todo lo relativo a la posibilidad del bloqueo de la electrónica potencia o técnica similar. Se modifica el apartado en lo referente a los correspondientes gráficos que definen los tiempos mínimos para soportar sobretensiones transitorias como sigue:

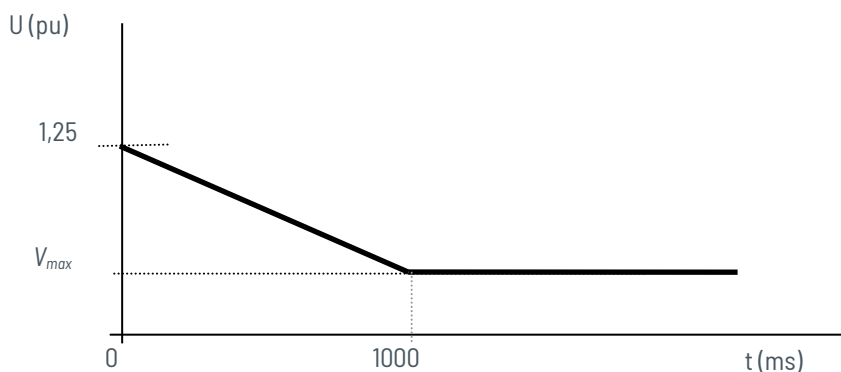
Los módulos de parque eléctrico de tipo C o D serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo con la figura 19.



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

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

Por su parte, los módulos de parque eléctrico de tipo B serán capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales (tensión eficaz entre cualquier par de fases en el punto de conexión) de acuerdo con la figura 20 mientras que el gestor de la red pertinente no defina otro perfil tensión-tiempo en coordinación con el operador del sistema. 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.



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

Figura 20. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico de tipo B.

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.

5.2.4 Requisitos de restablecimiento

5.2.4.1 Arranque autónomo

Los módulos de generación de electricidad C o D de los SENP con capacidad de arranque autónomo, tendrán los requisitos técnicos adicionales a los establecidos en otra normativa vigente y aplicable (por ejemplo, Reglamento (UE) 2016/2020 y Orden TED 749/2020) siguientes:

- 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.

5.2.5 Requisitos de gestión del sistema

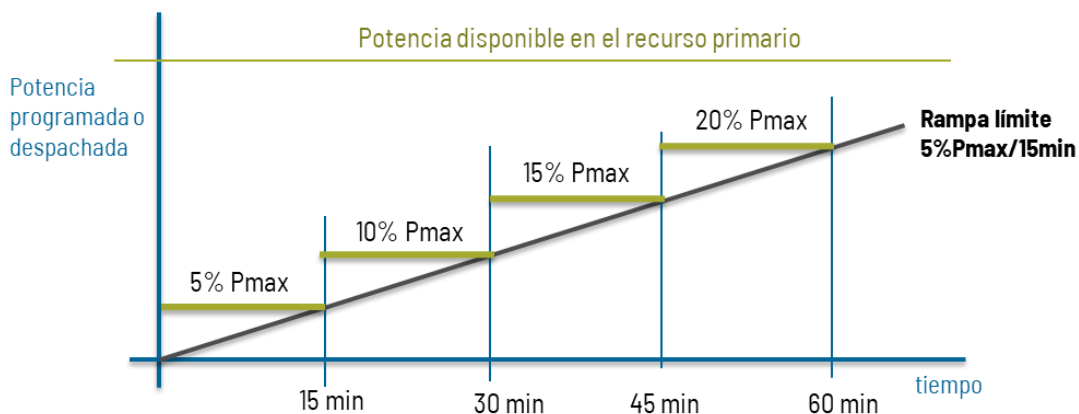
5.2.5.1 Esquemas de protecciones y sus ajustes

Las referencias establecidas en la Orden TED 749/2020 a los «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español», aprobado por la extinta Comisión Nacional de Energía (actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) deberán interpretarse sustituidas por la referencia a los «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares» aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

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

Al respecto de la capacidad de limitación a las rampas de subida y bajada a los módulos de generación de electricidad C y D se establece lo siguiente:

- 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 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 siguiente 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.

6 Módulos de generación de electricidad existentes

En relación con los módulos de generación de electricidad del SEPE que tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, que se evaluará conforme al apartado 3.1 del presente procedimiento de operación, deberán cumplir los requisitos que en su caso le sean de aplicación, a saber:

- Los módulos de generación de electricidad del SEPE que tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/631, deberán seguir cumpliendo con toda la normativa nacional que le sea de aplicación, tanto la que definió las condiciones en la que conectó a la red como las que, en cada momento y en su caso, resulten aplicables en su condición de instalación de generación existente.
- Los módulos de generación de electricidad del SEPE que no tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/631, deberán cumplir los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631 y los derivados de la normativa de implementación nacional.

En el caso de los módulos de generación de electricidad de los SENP aplicará lo mismo que lo aquí especificado para los módulos de generación de electricidad del SEPE con la salvedad de la consideración de existentes a los efectos del Reglamento (UE) 2016/631 se substituye por la condición de existente a los efectos del procedimiento de operación 12.2 SENP.

7 Instalaciones de demanda y de distribución que no tengan la consideración de existentes

7.1 Requisitos para el SEPE

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 deberán adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que, cumpla con el siguiente conjunto de requisitos técnicos sobre aspectos técnicos no tratados en el Reglamento (UE) 2016/1388 ni en su desarrollo en la Orden TED 749/2020 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico. Estos requisitos se establecen en este procedimiento de operación.

Adicionalmente, la instalación de demanda estará sujeta a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

7.1.1 Requisitos de frecuencia

7.1.1.1 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), se diseñarán dichos controles de forma que no se impidan:

- 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 llegar a verter potencia a la red e independientemente del valor de las mismas.
- Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia (MRPF, MRPF-L-O y MRPF-L-U) mientras no se vierta potencia a la red, 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 vierta potencia a la red, en cuyo caso, se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para lograr tal cometido, 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. En otros términos, hay que entender a dichos controles de la potencia de consumo como controles de la potencia en el ámbito del régimen permanente pero no de las potencias en el ámbito del régimen perturbado.

7.1.1.2 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 deslastres de cargas por subfrecuencia.

7.1.1.3 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 siguiente:

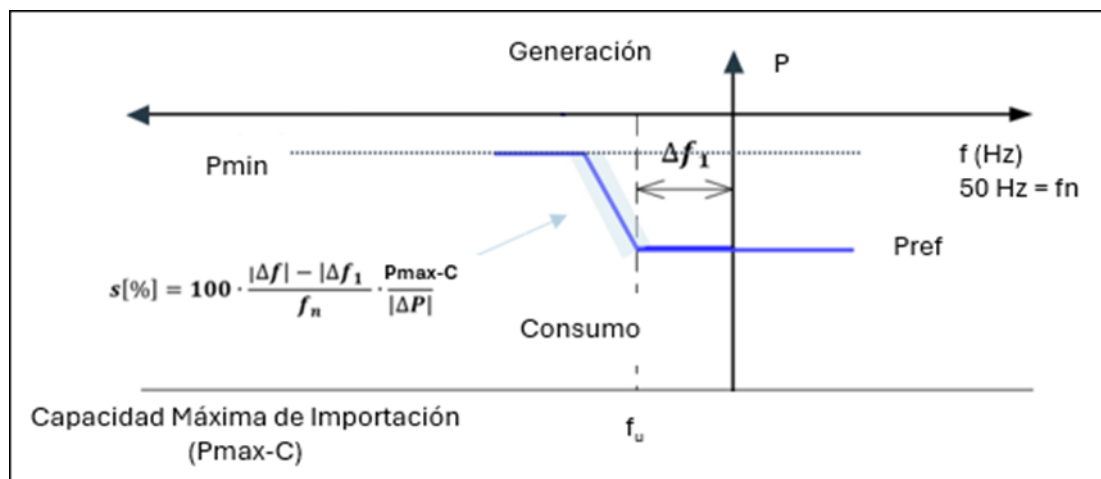


Figura. Reducción del consumo desde Pref a Pmin. La denominación (Pmax-C) corresponde a la capacidad máxima de importación.

- La pendiente o estadismo (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 (f_u) dentro del rango de 49,5 - 49,8 Hz (ambos valores incluidos). Por defecto se ajustará en 49,8 Hz.
- Deberán permanecer en este modo MRPFL-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 estadismo 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.

7.1.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (Pmax-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, medidos en una ventana móvil máxima de 500 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 correspondiente al artículo 1 del Anexo II de la Orden TED 749/2020. Los esquemas de protección de la instalación de demanda serán compatibles con el requisito establecido en el primer párrafo de este epígrafe.

7.1.2 Requisitos de tensión

7.1.2.1 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.

7.1.3 Requisitos de robustez

7.1.3.1 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 ($P_{\max-C}$) igual o superior a 20 MW, será el que se indica en la figura siguiente. 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.

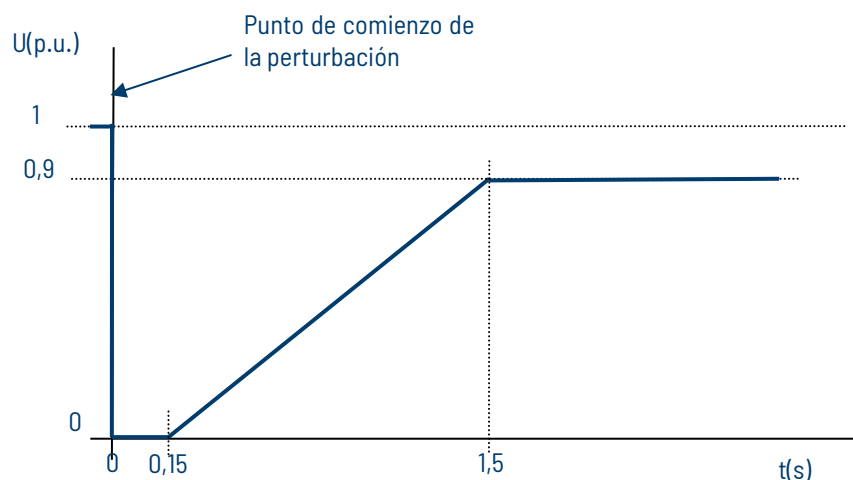


Figura. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de las instalaciones de demanda para faltas equilibradas. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de

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

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.

7.1.3.2 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, aplica 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, aplica 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.

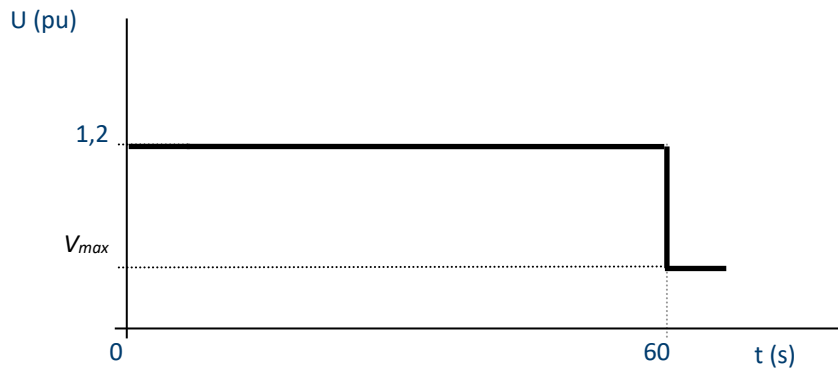
7.1.3.3 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta

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 la perturbación tan pronto como sea posible, al objeto de mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, no aplicará ninguna ley o estrategia de comportamiento que conlleve una disminución o retraso de la respuesta en potencia de la instalación de demanda durante la perturbación. Se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Cuando la tensión residual en el punto de conexión supere 0,9 pu durante 500ms, 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.
- A efectos del cumplimiento de este requisito, en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. La oscilación deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10%.

7.1.3.4 Capacidad para sobretensiones transitorias

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (P_{max-C}) igual o superior a 20 MW, serán 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 siguiente. A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.



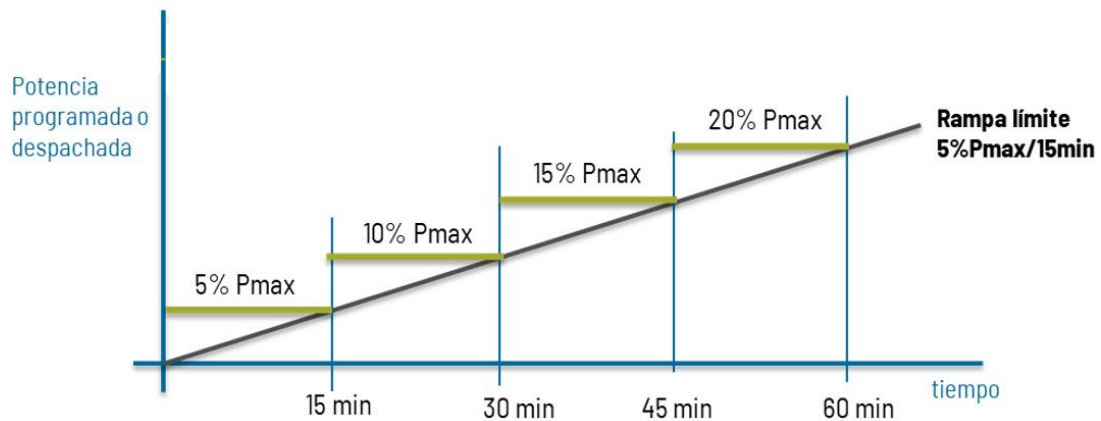
V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidos en la Orden TED 749/2020, es decir, 1,15 pu para una tensión base mayor o igual a 110kV y menor de 300 kV, y 1,1 pu cuando la tensión de base para los valores pu se sitúa entre 300 kV y 400 kV.

7.1.4 Requisitos de gestión del sistema

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



- Las limitaciones a las rampas podrán ser establecidas por el operador del sistema, en tiempo real obediendo 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.

7.2 Requisitos para los SENP

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 deberán adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que sus instalaciones cumplan con el conjunto de requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388 y sus desarrollos nacionales en el RD 647/2020 y en la Orden TED 749/2020, no obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes de los SENP 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 y sus desarrollos de la Orden TED 749/2020 será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito a los SENP.
- La instalación deberá cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes que sustituyen o modifican a los semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales a nivel SEPE.

Adicionalmente, la instalación de demanda estará sujeta a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

7.2.1 Requisitos de frecuencia

7.2.1.1 Control de la potencia

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 SEPE.

7.2.1.2 Rangos de frecuencia

La tabla del apartado 1 del Anexo II de la Orden TED 749/2020 que establece los 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, se sustituye por la tabla siguiente:

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

En relación con las variaciones combinadas de frecuencia y tensión, la Figura 1 de la Orden TED 749/2020 no aplica y la Figura 2 de la misma Orden se sustituye por la figura siguiente:

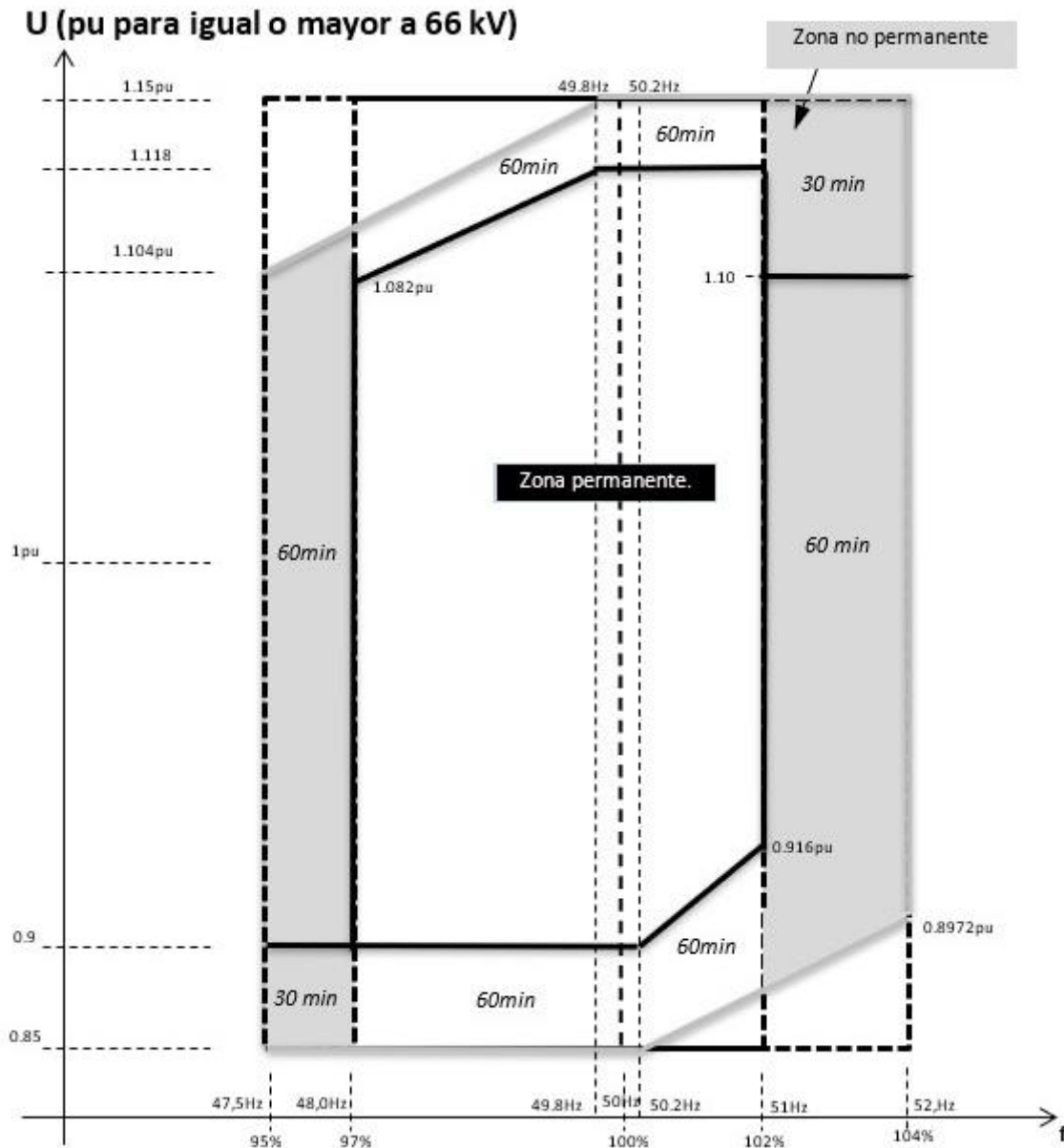


Figura 1. Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV.

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (P_{max-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.

7.2.1.3 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 SEPE, con la siguiente salvedad en la que el valor por defecto de la pendiente o estatismo (s) será del 4% salvo que el operador del sistema indique otro valor específico.

7.2.1.4 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 (Pmax-C) igual o superior a 5 MW, serán capaces de permanecer conectado 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 establecida en el apartado 7.2.1.2. Los esquemas de protección de la instalación de demanda serán compatibles con el requisito establecido en el primer párrafo de este epígrafe.

7.2.1.5 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 modificando al valor correspondiente establecido para el SEPE en el apartado 8 del Anexo II de la Orden TED 749/2020.

7.2.2 Requisitos de tensión

7.2.2.1 Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (Pmax-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.

7.2.3 Requisitos de robustez

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

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 equilibradas establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE.

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

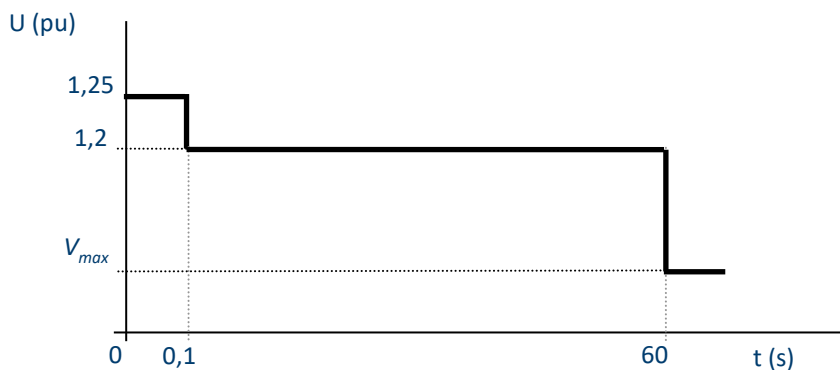
Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (P_{max-C}) igual o superior a 5 MW, deberán cumplir los mismos requisitos de diseño para la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE.

7.2.3.3 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 (P_{max-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 SEPE.

7.2.3.4 Capacidad para sobretensiones transitorias

Las instalaciones de demanda, con capacidad máxima de importación (P_{max-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 siguiente. 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.



V_{max} : Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar, es decir, 1,15 pu para una tensión base mayor o igual a 66kV.

7.2.4 Requisitos de gestión del sistema

7.2.4.1 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, deberán cumplir los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE, con las siguientes salvedades:

- La referencia al procedimiento de operación se entenderá sustituida por la referencia al procedimiento de operación equivalente de los SENP 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.

8 Instalaciones de demanda o distribución existentes

En relación con las instalaciones de demanda o distribución del SEPE que tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, que se evaluará conforme al apartado 3.1 del presente procedimiento de operación, deberán cumplir los requisitos que en su caso le sean de aplicación, a saber:

- Las instalaciones de demanda o distribución del SEPE que tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/1388, deberán seguir cumpliendo con toda la normativa nacional que le sea de aplicación, tanto la que definió las condiciones en la que conectó a la red como las que, en cada momento y en su caso, resulten aplicables en su condición de instalación existente.
- Las instalaciones de demanda o distribución del SEPE que no tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/1388, deberán cumplir los requisitos del Reglamento (UE) 2016/1388 y los derivados de la normativa de implementación nacional.

En el caso de las instalaciones de demanda o distribución de los SENP que tengan la consideración de existentes a los efectos del presente procedimiento de operación, que se evaluará conforme al apartado 3.1 del presente procedimiento de operación, deberán seguir cumpliendo con toda la normativa nacional que le sea de aplicación, tanto la que definió las condiciones en la que conectó a la red como las que, en cada momento y en su caso, resulten aplicables en su condición de instalación existente.

9 Sistemas HVDC y módulos de generación de electricidad en corriente continua

9.1 Requisitos para el SEPE

El titular de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para cumplir con el siguiente conjunto de requisitos técnicos sobre aspectos técnicos no tratados en el Reglamento (UE) 2016/1447 ni en su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico. Estos requisitos se establecen en este procedimiento de operación.

En el caso de que un sistema HVDC interconecte el SEPE con los SENP, cada estación convertidora cumplirá los requisitos técnicos correspondientes al sistema al que se conecte.

9.1.1 Requisitos de frecuencia

9.1.1.1 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 SEPE.

9.2 Requisitos para los SENP

Los titulares de sistemas HVDC y de módulos de generación de electricidad en corriente continua de los SENP deberán adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que sus instalaciones cumplan con el conjunto de requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447 y sus desarrollos nacionales en el RD 647/2020 y en la Orden TED 749/2020, no obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

- Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes de los SENP 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 y su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020 será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito a los SENP.
- La instalación deberá cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes que sustituyen o modifican a los semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales a nivel SEPE.

9.2.1 Requisitos de frecuencia

9.2.1.1 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 SEPE.

9.2.1.2 Rangos de frecuencia

La tabla del apartado 1 del Anexo III de la Orden TED 749/2020 que establece los rangos de frecuencia y periodos de tiempo dentro de los cuales los sistemas HVDC o los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar sin daños, se sustituye por la tabla siguiente:

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares	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

9.2.1.3 Capacidad de soportar huecos de tensión

Tanto para las faltas equilibradas como desequilibradas en los SENP aplicará el perfil de tensión en función del tiempo establecido para los sistemas HVDC en la Orden TED 749/2020 en la figura 5, para faltas desequilibradas, del apartado 13 del Anexo III.

9.2.1.4 Capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia

Los sistemas HVDC de los SENP deberán amortiguar posibles oscilaciones electromecánicas en el rango de frecuencia de 0,1 Hz a 2,5 Hz modificando el correspondiente rango establecido en el apartado 13 del Anexo III de la Orden TED 749/2020 para los sistemas HVDC del SEPE. 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.

10 Instalaciones híbridas

Con independencia de que cada módulo de generación de electricidad y módulo de almacenamiento constituyente 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, etc.) de las máquinas eléctricas y los incrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de parque eléctrico y módulos de almacenamiento constituyentes en su caso.
- 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 lograr tal cometido, 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, opcionalmente módulos de almacenamientos, constituyentes. En otros términos, hay que entender a dichos controles de la potencia programada o de despacho como controles de las potencias de régimen permanente pero no de los incrementos de potencias del régimen perturbado.

El sistema de control coordinado de la instalación híbrida, que impide que la potencia activa supere la capacidad de acceso concedida, deberá diseñarse de forma que, independientemente de la potencia programada o de despacho del conjunto de la instalación híbrida, no se impidan las respuestas naturales y de controles indicados en los puntos más arriba. En particular, a los efectos de no impedir las inyecciones transitorias naturales (respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.) de las máquinas eléctricas y los incrementos/decrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de parque eléctrico y módulos de almacenamiento constituyentes en su caso, el sistema de control coordinado sólo actuará tras una temporización de 30 segundos superando el límite establecido.

Adicionalmente, el sistema de control coordinado operará 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, es decir, mientras que no exista respuesta desde los modos MRPF, MRPFL-O y/o MRPFL-U.
- 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 considerando 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, es decir, mientras que exista respuesta desde los modos MRPF, MRPFL-O y/o MRPFL-U. Dicho parámetro ajustable $|\Delta P1|/P_{max}$ que aplica a nivel de instalación híbrida no modifica a 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 $|\Delta P1|/P_{max}$ a considerar a nivel de instalación híbrida, dentro de los rangos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 para dicho parámetro, en aquellas situaciones en las 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.

Los módulos de generación de electricidad constituyentes de la instalación híbrida cumplirán los requisitos técnicos de la normativa que le corresponda.

11 Módulo 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 SEPE, 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 de los SENP, 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 tenga capacidad técnica y legal para absorber potencia de la red, adicionalmente, deberá cumplir todos los requisitos técnicos requeridos como generador; aún cuando esté absorbiendo potencia. Para lo cual se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los requisitos dependientes de la capacidad máxima deberán ser cumplidos igualmente considerándose la “capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento” cuando esté absorbiendo de la red, entendiéndose los valores de potencia de funcionamiento siempre como valores absolutos con el adjetivo “inyectada” (para el signo +) o “absorbida” (para el signo -). No obstante, la potencia de referencia “Pmax” utilizada por el Reglamento (UE) 2016/631 como referencia para valores unitarios en los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL-F, se considerará como el mayor valor entre la “capacidad máxima del módulo de almacenamiento” y la “capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento” tanto cuando inyecte a la red como cuando absorba de la red. Sin perjuicio de lo anterior, se podrá acordar con el operador del sistema que queden excluidos de la obligación de los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL-F los módulos de almacenamiento síncronos mientras estén absorbiendo, si existen limitaciones físicas y tecnológicas; convenientemente justificadas al operador del sistema.
- Los requisitos dependientes de la potencia inyectada de la red deberán ser cumplidos igualmente sustituyéndose el valor de potencia inyectada por el de potencia absorbida, 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, se establece que, dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento (bombeo hidroeléctrico, entre otros) y limitaciones tecnológicas justificadas, el titular del módulo de almacenamiento podrá acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores con el operador del sistema. No obstante, dichos rangos de frecuencia y periodos de tiempo mínimos deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por subfrecuencia.

No obstante, se tendrán en cuenta las siguientes modificaciones de aspectos normativos:

- 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 un módulo 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 el caso de un módulo de almacenamiento síncrono reversible, 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 operador del sistema.

Los requisitos al sistema de control coordinado de la potencia programada o de despacho establecidos para los módulos de generación de electricidad aplicarán a los módulos de almacenamiento también tanto cuando inyecta a la red como cuando absorben de la red en su caso.

El módulo de almacenamiento de parque eléctrico deberá disponer de las siguientes protecciones de limitación de la potencia que inyecte/absorba, las cuales estarán en servicio salvo indicación en contra del operador del sistema:

- Las protecciones de limitación de la potencia deberán actuar sobre la potencia inyectada o consumida, en su caso, con la mayor velocidad de respuesta que la tecnología le permita y, 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, la desactivación del mismo 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 emplear varias protecciones de limitación de potencia como las indicadas anteriormente ajustadas a distintos niveles de frecuencia.

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

- De sobrefrecuencia cuando inyecta potencia a la red debiendo poder ajustarse en el rango de 50,0 a 52,0 Hz.
- De subfrecuencia cuando absorbe potencia a la red, si tiene capacidad técnica y legal para ello, debiendo poder ajustarse en el rango de 50,0 a 48,0 Hz.

La protección por subfrecuencia sólo actuará sobre el módulo de almacenamiento en el caso de que éste esté en proceso de carga y la protección de sobrefrecuencia sólo actuará en caso de que éste esté inyectando potencia a la red.

Los ajustes correspondientes arriba indicados en frecuencia y temporización 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 el caso de que el módulo de almacenamiento, por sus características técnicas (por ejemplo, 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 queda exento de cumplir dicho requisito del mantenimiento temporal de la respuesta primaria (MRPF).

Los módulos de almacenamiento de parque eléctrico podrán disponer voluntariamente de capacidad *grid forming*, tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe 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 módulos de almacenamiento de parque eléctrico de tipo C o 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, tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red en su caso. Dependiendo del tipo de almacenamiento y para evitar un envejecimiento prematuro del mismo, el control POD-P solo se activará cuando la amplitud de la frecuencia de oscilación supere un umbral definido 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 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 SEPE o en los SENP respectivamente.

Adicionalmente, el módulo de almacenamiento estará sujeto 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.

12 Otras instalaciones conectadas a la red de transporte

En el caso de otras instalaciones conectadas a la red de transporte, si la instalación tiene capacidad de inyectar potencia activa a la red en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de generación en el apartado 5.

En el caso de que la instalación tenga capacidad de absorber potencia activa de la red en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de demanda que les aplique el Reglamento (UE) 2016/1388 conforme al apartado 7.

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 técnicos adicionales según las características tecnológicas específicas de la instalación, salvo resolución expresa a este respecto del órgano competente.

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

13 Compensadores Síncronos

Los compensadores síncronos deberán cumplir con los requisitos establecidos a los módulos de generación de electricidad síncronos con las lógicas salvedades derivadas de la limitación de su funcionamiento ya que no inyectará potencia activa a la red o absorberá potencia activa de la misma, salvo la necesaria para mantenerse rotando a su velocidad nominal y alimentar sus servicios auxiliares.

A los efectos de la evaluación de la significatividad, la consideración de existente a los efectos del presente procedimiento de operación, de modificación de instalaciones y para la interpretación de los requisitos técnicos, el compensador síncrono se tratará como los módulos de generación de electricidad síncronos considerando como capacidad máxima su potencia aparente nominal.

No obstante, tendrá la consideración de existente y no le serán de aplicación los requisitos técnicos aquí establecidos, si la máquina síncrona es la correspondiente a una instalación de generación anterior que haya causado baja, siempre y cuando el alternador no haya cambiado de emplazamiento físico ni haya sufrido modificación alguna que pudiera afectar al cumplimiento de requisitos técnicos. En tal caso, se le requerirá cumplir con los requisitos técnicos que debía cumplir durante su funcionamiento anterior como generador con las lógicas salvedades derivadas de la limitación de que su nuevo funcionamiento ya que no inyectará potencia activa a la red o absorberá potencia activa de la red, no obstante, deberá presentar una constante de inercia que cumpla, al menos, con lo requerido a los compensadores síncronos sin la consideración de existentes.

Adicionalmente, el compensador síncrono estará sujeto 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 antes indicadas.

En este sentido, a los efectos de los requisitos técnicos se contemplarán las siguientes consideraciones:

- Estará exento de los requisitos siguientes:
 - 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.

red eléctrica
Una empresa de Redeia