

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL

- 2198** *Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad» de los sistemas eléctricos no peninsulares.*

El artículo 3.10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que, entre las competencias de la Administración General del Estado, se encuentra la de regular los términos en los que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del Sistema Eléctrico, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

Por su parte, el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que el operador del sistema y la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán proponer para su aprobación por el actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la citada Comisión.

La presente resolución tiene por objeto la aprobación de un nuevo procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad», de aplicación en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares.

En cumplimiento del mandato establecido en el apartado tercero letra b de la disposición adicional séptima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, con fecha 27 de noviembre de 2015, Red Eléctrica de España, S.A., en su calidad de operador del sistema eléctrico, remitió al actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, una propuesta de modificación del procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad», aprobado mediante Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la propuesta de procedimiento de operación fue remitida con fecha 11 de enero de 2016 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su informe preceptivo, cuya Sala de Supervisión Regulatoria aprobó, con fecha 1 de junio de 2017, previa audiencia de la misma a través del Consejo Consultivo de Electricidad, el «Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del Operador del Sistema de modificación de los Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos no Peninsulares 12.1 y 12.2».

En su informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valora favorablemente el contenido de la propuesta de procedimiento de operación 12.2 en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares remitido por el operador del sistema eléctrico. Asimismo, no se recogieron alegaciones al contenido de dicha propuesta en el seno del Consejo Consultivo de Electricidad.

Respecto de la versión informada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el procedimiento de operación que se aprueba a través de la presente resolución incorpora algunos cambios fruto, en su mayor parte, de las consideraciones recogidas en su informe por dicha Comisión.

En concreto, se adaptan las referencias a la «generación térmica convencional» para hacerla coherente con lo recogido en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Asimismo, se modifican algunos de los términos recogidos en el apartado 8.1 («Definiciones») adaptándolos a la terminología finalmente aprobada en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, todo ello en coherencia con el hecho de que el apartado 8 de la propuesta de procedimiento de operación remitida por el operador del sistema incorpora algunos de los requerimientos más críticos recogidos en el mencionado Reglamento, cuestión, esta última, que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valora positivamente en su informe.

Por otra parte, debido a la importancia de la capacidad para soportar perturbaciones de tensión para la recuperación de la estabilidad tras perturbaciones y, en coherencia con lo manifestado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe sobre la conveniencia de homogeneizar requerimientos en aras de conseguir una mayor movilidad de bienes y profesionales, una mejor competencia entre proveedores y, a la postre, menores costes para los usuarios finales, se incorpora a la redacción del apartado 8.4.3, letra c), que la aplicación del PO 12.3 peninsular a la que hace mención la propuesta del operador del sistema tenga lugar en tanto no se apruebe un procedimiento de operación a nivel peninsular, tal como establece el Reglamento (UE) 2016/631, anteriormente mencionado, en cuyo caso aplicará dicho nuevo procedimiento.

Por último, respecto de la versión informada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se corrigen las erratas detectadas y se modifica la estructura de algunos apartados al objeto de mejorar la comprensión de su contenido.

Vistos la propuesta realizada por el operador del sistema y el informe emitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad», de aplicación en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares que se incluye como anexo.

Segundo.

Al objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión que se recogen en el procedimiento de operación al que se refiere el apartado primero, se desarrollará un sistema de certificación de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.

Este sistema de certificación será desarrollado con la colaboración conjunta del operador del sistema eléctrico y los agentes afectados, ya sea directamente o a través de sus representantes. En todo caso, la aplicación de dicho sistema de certificación, deberá contar con la aprobación del operador del sistema.

Tercero.

Dejar sin efectos el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad» aprobado mediante Resolución de 28 de

abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 1 de febrero de 2018.—El Secretario de Estado de Energía, Daniel Navia Simón.

### ANEXO

#### **Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad PO 12.2 (SENP)**

##### ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Consideraciones generales.
  - 3.1 Condiciones de intercambio de la energía.
    - 3.1.1 Continuidad del suministro.
    - 3.1.2 Calidad del producto.
    - 3.1.3 Potencia intercambiada.
  - 3.2 Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento.
    - 3.2.1 Potencia de cortocircuito.
    - 3.2.2 Coordinación de aislamiento.
  - 3.3 Automatismos.
    - 3.3.1 Teledisparos.
    - 3.3.2 Sistemas y equipos de control.
      - 3.3.2.1 Control desequilibrios generación-demanda.
      - 3.3.2.2 Control de tensiones.
4. Esquemas de conexión a la red de transporte.
5. Requisitos de diseño y equipamiento.
  - 5.1 Equipamiento de potencia.
  - 5.2 Sistema de protección.
  - 5.3 Servicios auxiliares.
  - 5.4 Red de tierras.
  - 5.5 Enlace de comunicaciones con el operador del sistema.
  - 5.6 Supervisión.
6. Condiciones de funcionamiento.
  - 6.1 Instalaciones de medida.
  - 6.2 Mantenimiento.
  - 6.3 Maniobras.
    - 6.3.1 Grupos con interruptor de máquina.
  - 6.4 Condiciones de conexión y desconexión.

7. Puesta en tensión y servicio de nuevas instalaciones.
8. Requisitos técnicos de las instalaciones de producción.
  - 8.1 Definiciones.
  - 8.2 Requisitos generales.
    - 8.2.1 Requisitos para la estabilidad de la frecuencia.
    - 8.2.2 Requisitos para el control de la potencia.
    - 8.2.3 Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia.
    - 8.2.4 Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia.
    - 8.2.5 Modo regulación potencia-frecuencia.
    - 8.2.6 Requisitos de la estabilidad de la tensión.
  - 8.3 Módulos de generación de electricidad síncronos.
    - 8.3.1 Requisitos del control de la tensión.
  - 8.4 Módulos de parque eléctrico.
    - 8.4.1 Requisitos de estabilidad de la frecuencia.
    - 8.4.2 Requisitos del control de la tensión.
    - 8.4.3 Capacidad de soportar perturbaciones de tensión.

### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP) así como de aquellas instalaciones de producción conectadas a la red de distribución en los SENP e incluidas en el ámbito de aplicación.

### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares:

- El operador del sistema.
- El transportista y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
  - Los distribuidores y consumidores con instalaciones conectadas a la red de transporte.
  - Los titulares de instalaciones de producción conectadas a la red de transporte.
  - Los titulares de instalaciones de producción conectadas a la red de distribución con afección significativa a la red de transporte. A estos efectos, se considerarán los generadores o agregaciones de generadores cuya potencia nominal registrada sea superior o igual a 1 MW por nudo asociado de la red de transporte, siempre que dicha afección sea producida por contingentes de generación iguales o superiores a 100 kW que compartan nudo de conexión a la red de distribución, incluyendo dentro de dicho contingente los generadores existentes.

### 3. Consideraciones generales

El titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte informará a su titular sobre el diseño y proyecto básico de la misma según se define en el procedimiento de operación 12.1 de los SENP sobre el proceso de conexión a la red de transporte en lo referente a los aspectos que se indican en este procedimiento de operación 12.2 de los SENP, 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, así como la ejecución de la puesta en servicio, según el proceso descrito en el apartado 7 sobre puesta en servicio de nuevas instalaciones.

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 este procedimiento. La información a suministrar será la recogida por los procedimientos de operación 9 y 12.1 de los SENP.

3.1 Condiciones de intercambio de la energía. El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, 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 Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, 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 será de aplicación la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte y el procedimiento de operación 1 de los SENP.

Las instalaciones deberán ser capaces de soportar, sin daño ni desconexión, los valores indicados en el procedimiento de operación anteriormente mencionado 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. De forma adicional, a los generadores les será de aplicación el apartado 8 de este procedimiento.

La instalación no producirá y, a su vez, será capaz de soportar sin daño ni desconexión incrementos de tensión en régimen permanente durante la realización de cualquier maniobra de hasta el 4 %. Estos valores se entenderán dentro de los límites establecidos en el procedimiento de operación 1 de los SENP.

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

3.1.1 Continuidad del 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 Real Decreto 1955/2000, de 1 de junio, o norma que lo sustituya.

3.1.2 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:

– Huecos de tensión: Un hueco de tensión es una 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. En lo relativo a huecos de tensión las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño los valores definidos en la normativa vigente.

– Parpadeo (Flicker): Las fluctuaciones de tensión provocan variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado parpadeo. Por tanto, el parpadeo es un efecto de naturaleza subjetiva asociado a la impresión de inestabilidad de la sensación visual provocada por un estímulo luminoso cuya luminosidad varía en el tiempo.

– 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.

– Desequilibrios de tensión: El desequilibrio de tensión corresponde a un 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.

En este apartado se establecen los niveles de planificación y 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 superiores o iguales a 220 kV y los agentes conectados a la misma:

a) Niveles de planificación: se definen así los niveles máximos de las perturbaciones electromagnéticas para los cuales se ha diseñado una determinada red. Los niveles de planificación se pueden considerar como objetivos de calidad y se pueden utilizar para evaluar el impacto de las perturbaciones en los consumidores:

– Parpadeo (Flicker): De acuerdo con IEC/TR 61000-3-7: «Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems»[6], en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación:

$$Pst \leq 1.0.$$

$$Plt \leq 0.8.$$

En estos límites ya se ha tenido en cuenta el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado en alta tensión.

– Armónicos: De acuerdo con IEC/TR 61000-3-6: «Assessment of emission limits for the connection of distorting installations in MV, HV and EHV power systems»[3], y con el objeto de garantizar una adecuada calidad, se utilizarán los siguientes niveles de planificación de tensiones armónicas en la red de transporte:

Orden armónico (n)	Tasa armónico – Porcentaje	Orden armónico (n)	Tasa armónico – Porcentaje
3	2.0	2	1.5
5	2.0	4	1.0
7	2.0	6	0.50
9	1.0	8	0.20
11	1.5	10	0.20
13	1.5	12	0.20
15	0.3	14	0.20
17	1.0	16	0.20
19	1.0	18	0.20
21	0.2	20	0.20
23	0.7	22	0.20
25	0.70	>22	0.20
>25	$0.2 + 0.5 \cdot 25/n$	–	–

Tasa total de distorsión armónica (THD): 3.00 %

– Desequilibrios de tensión: Los niveles de planificación establecidos para el grado de desequilibrio ( $\mu$ ), 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), son función de la duración de este desequilibrio y se indican a continuación:

$\mu \leq 1\%$  para desequilibrios cuya duración sobrepase 10 minutos (límite de corta duración).

$\mu \leq 2\%$  para desequilibrios que fluctúen en períodos de hasta 10 minutos (límite de muy corta duración).

b) Límites de emisión de perturbaciones: Se definen así los niveles de perturbaciones electromagnéticas emitidas por el conjunto de todos los dispositivos, aparatos o sistemas particulares, conectados en un mismo nudo, y medidos de acuerdo con unas especificaciones:

– Parpadeo (Flicker): Se establecen los siguientes límites de emisión de parpadeo en cada nudo de la red de transporte:

$$Pst \leq 0.8.$$

$$Plt \leq 0.6.$$

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 indicados anteriormente, se establecen los siguientes límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte:

Orden armónico (n)	Tasa armónico – Porcentaje	Orden armónico (n)	Tasa armónico – Porcentaje
3	1.80	2	1.00
5	1.80	4	0.90
7	1.80	6	0.40
9	0.90	8	0.20
11	1.30	10	0.20
13	1.30	12	0.20
15	0.30	14	0.20
17	0.90	16	0.20
19	0.90	18	0.20
21	0.20	20	0.20
23	0.60	22	0.20
25	0.60	>22	0.20
>25	0.20	–	–

Tasa total de distorsión armónica (THD): 3.00%

– Desequilibrios de tensión: Los emisores de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los siguientes valores totales de desequilibrios de tensión en cada nudo de la red de transporte:

$\mu \leq 0.7\%$  para valoraciones en el rango de minutos (límite de corta duración).

$\mu \leq 1\%$  para valoraciones en el rango de segundos (límite de muy corta duración).

En el caso de la conexión de instalaciones que son potenciales perturbadores, la valoración de la viabilidad del acceso se basará en cálculos previos según los requisitos indicados, lo que podrá motivar la limitación de la capacidad de acceso o la instalación de equipos compensadores por parte del solicitante. Adicionalmente, la aceptación del acceso queda condicionada a que en el caso de encontrarse valores inadmisibles en la emisión de

cualquier tipo de perturbación (armónicos, desequilibrio, parpadeo, huecos de tensión...), una vez puesta en servicio la instalación, el titular tome las medidas necesarias para reducir dicha emisión a los límites admisibles.

Para el contraste de las medidas con los límites se utilizará el documento «Condiciones para la medida de perturbaciones en la red de transporte», presentado en el anexo I.

El reparto del límite de emisión máximo entre los agentes conectados a un mismo nudo se realizará acorde con IEC/TR 61000-3-6 [3].

**3.1.3 Potencia intercambiada:** La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones no transporte no debe ser superior a la definida por el operador del sistema en el Informe de Viabilidad de Acceso y reflejada por el transportista en el Informe de Cumplimiento de las Condiciones Técnicas de Conexión a la red de transporte. Para ello, en caso necesario, se limitará mediante dispositivos físicos o procedimientos de funcionamiento para no sobrepasar los valores establecidos contractualmente.

La definición de esta necesidad y, en su caso, el método para su ejecución, requiere aprobación del operador del sistema. En circunstancias en que la actuación de estos dispositivos, cuando existan, pueda potencialmente interferir con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá solicitar la desconexión programada de la instalación.

### 3.2 Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento.

**3.2.1 Potencia de cortocircuito:** Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán soportar sin daño, durante toda su vida útil, la potencia de cortocircuito que soporte la red de transporte.

En todo caso, los niveles de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo los que se consideran en el procedimiento de operación 13 de los SENP para cada nivel de tensión de las instalaciones de transporte.

El operador del sistema podrá requerir potencias de cortocircuito de diseño 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 a las definidas en el P.O.13 de los SENP el operador del sistema confirmará caso por caso el valor de la potencia de cortocircuito necesario.

La instalación que se conecta a la red de transporte no producirá el aumento de la potencia de cortocircuito en la instalación de transporte a la que se conecta superior al 85 % de la admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte.

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.

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

El operador del sistema facilitará los valores esperados de potencia de cortocircuito y márgenes en el punto de conexión de acuerdo a lo indicado en el procedimiento de operación 1 de los SENP.

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.

**3.2.2 Coordinación de aislamiento:** Se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE EN 60071.



3.3 Automatismos. Los procedimientos de operación 1 de los SENP y 11.2 de los SENP, establecen la existencia de determinados automatismos y teledisparos de grupos. La instalación deberá contar con los elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas desde despacho que le sean de aplicación.

3.3.1 Teledisparos: Se instalarán los dispositivos físicos o procedimientos adecuados que garanticen el cumplimiento de los límites que en cada momento establezca el operador del sistema para la potencia intercambiada.

3.3.2 Sistemas y equipos de control.

3.3.2.1 Control desequilibrios generación-demanda: El presente procedimiento de operación en su apartado 8 establece requisitos técnicos a este respecto para las instalaciones de producción y el procedimiento de operación 7.1, «Servicio complementario de regulación primaria», que es de aplicación a todas las empresas productoras, establece los requerimientos acerca del servicio complementario de regulación primaria que las instalaciones de generación deben cumplir.

3.3.2.2 Control de tensiones: Los mecanismos de control de tensiones en la red de transporte se recogen en los procedimientos de operación 8.2 de los SENP, «Criterios de Operación». Adicionalmente, el presente procedimiento de operación, en su apartado 8, establece requisitos técnicos a este respecto para las instalaciones de producción. El objeto es garantizar que los niveles de tensión en los nudos de la red gestionada sean los adecuados para los niveles de seguridad y calidad establecidos.

#### 4. *Esquemas de conexión a la red de transporte*

El agente que accede a la red de transporte suscribirá con el titular de la red de transporte en el punto de conexión un contrato técnico de acceso que considerará que existen 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.

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.

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 el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se representan en los gráficos del apartado 5.

En aplicación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de junio, 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 y comunicaciones del otro extremo de la línea deberán funcionar adecuadamente con ellos.

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 al transformador serán elementos de transporte. Con ello se aseguran los criterios de coordinación y seguridad.

La medida se efectuará según se define en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico, Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto o posteriores en vigor. Este sistema es propiedad y responsabilidad del agente que se conecta. Para detalle de instalación de equipos ver apartado 6.1 sobre instalaciones compartidas.

Las modificaciones a realizar en la red de transporte para posibilitar las conexiones de instalaciones no transporte obedecerán a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en el PO 13 de los SENP.

Los requisitos de las instalaciones de transporte, tanto para modificación de subestaciones existentes como para nuevas instalaciones, son los recogidos en el PO13 de los SENP.

Con independencia del tipo de instalación, su conexión a la red de transporte se puede efectuar de dos maneras distintas:

1. Con modificación y/o ampliación de una subestación existente o planificada.
2. Con partición de una línea existente o planificada, con entrada y salida en una nueva subestación planificada.

La adopción de una solución u otra obedecerá a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en la normativa vigente.

Aplicación del criterio de fronteras a las distintas instalaciones de conexión:

i. Generación y consumidores:

1. Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos: en el caso de las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos que conecten a través del mismo punto (subestación) de conexión a la red de transporte, esta conexión se realizará como solución preferente en una única posición, o bien en dos posiciones redundantes.

2. Generación no hidráulica de la categoría A (según establecido en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) que utilice como fuente de energía carbón o hidrocarburos. Para este tipo de instalaciones, el número de posiciones para la conexión se definirá en el trámite de acceso y conexión.

3. Consumidores. La instalación conjunto quedará definida en alta tensión del modo siguiente:

Instalación de transporte.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones hasta sus pórticos de salida con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios.</li> </ul>
Instalación no transporte.	<p>Conexión mediante línea:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La subestación del lado de generación o consumo.</li> <li>– La línea o líneas de conexión entre los parques no transporte y transporte.</li> </ul> <p>Conexión mediante transformador de potencia parque transporte/parque no transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La subestación del lado de generación o consumo.</li> <li>– El transformador o transformadores de potencia tensión transporte/tensión no transporte (incluye sus autoválvulas y sus elementos de conexión con el transformador).</li> <li>– Los tendidos/cables aislados y equipamiento entre el pórtico de salida del parque de transporte y el transformador de potencia.</li> </ul>

ii. 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 alta tensión del modo siguiente:

Instalación de transporte.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones hasta sus pórticos de salida con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios.</li> <li>– Los tendidos/cables aislados a nivel de tensión de conexión entre la salida del parque de transporte y el transformador de potencia, excluyendo éste, sus autoválvulas 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.</li> </ul>
Instalación de distribución.	<p>Conexión mediante transformador de potencia tensión transporte/ tensión distribución:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La subestación del lado de distribución.</li> <li>– El transformador o transformadores de potencia tensión transporte/ tensión distribución (incluye sus autoválvulas y todos los elementos que se instalen físicamente en el transformador para su conexión).</li> </ul>

### 5. Requisitos de diseño y equipamiento

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán estar dotadas de los elementos necesarios para garantizar que su funcionamiento permita la operación normal del sistema eléctrico, y que su comportamiento sea el previsto en situaciones excepcionales.

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

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

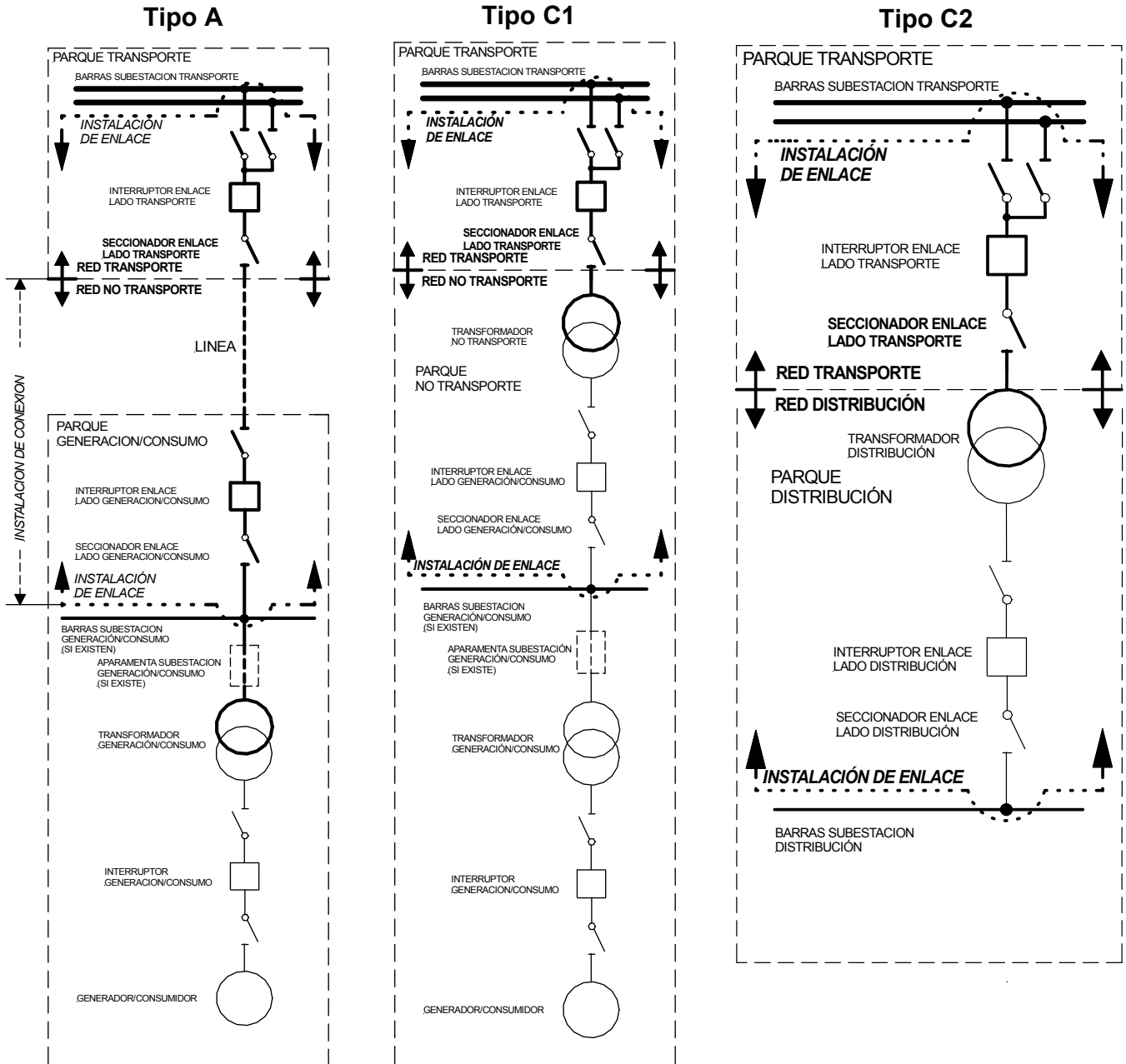
- Tipo A: Línea no transporte sin transformación (conexión generación o consumidor).
- Tipo C: Transformador no transporte:
  - Tipo C1: Conexión de generación o consumidor.
  - Tipo C2: Conexión de distribución.

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 el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, 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.

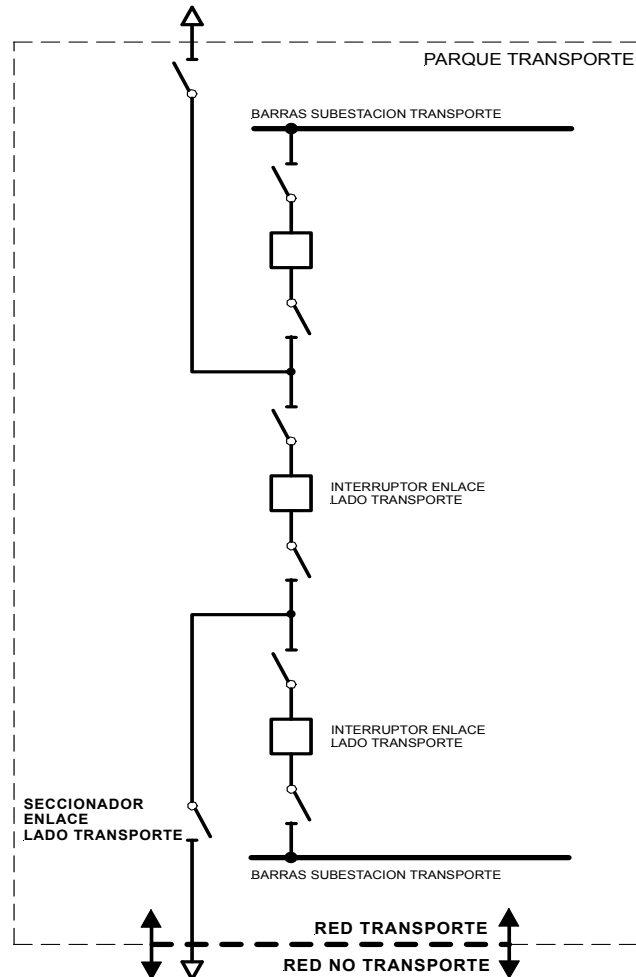
Observaciones:

- 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 PO 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.



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,

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.



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 generación será 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 C1, cuando las funciones de transformador no transporte de enlace y de transformador de generación sean realizadas por la misma máquina.

En los consumidores 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 de consumo, sean realizadas por la misma máquina.

No será aceptable que la función de sincronización a red de generadores 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. Ver apartado 6.3 de este procedimiento.

Si la instalación de enlace incluye línea o cable aislado, estos se diseñarán en base a una coordinación con los criterios de diseño definidos en el PO 13 de los SENP 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.

El lado de red de transporte del transformador de potencia será en estrella. La conexión del punto neutro de dicha estrella del transformador ya sea rígidamente puesto a tierra, aislado de tierra, etc., será definida por el operador del sistema en cada caso concreto. 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, el lado de generación será generalmente en triángulo. No obstante, se podrán establecer otras conexiones previo acuerdo con el operador del sistema.

5.2 Sistema de protección. El sistema de protección de la instalación de enlace y de la instalación conectada a la red de transporte deberá cumplir al menos con lo indicado en el documento «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. 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 y correspondientes tiempos de despeje contemplados en el documento «Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares».

Asimismo, el criterio anterior se aplicará para potencias de generación que mediante adición superen 1 MW y compartan la instalación de enlace.

Adicionalmente la conexión a instalaciones de la red de transporte mediante cables/líneas de impedancia inferior a 4 ohmios requerirá la protección de dichos circuitos mediante protección diferencial para equipamiento 2SP/1C (doble sistema de protección independiente y un circuito de comunicación) y doble protección diferencial para equipamientos 2SP/2C (dos sistemas de protección independientes y dos circuitos de comunicación independientes). La comunicación en el caso de 2SP/1C se aplicará a la protección diferencial, y en caso de 2SP/2C cada circuito de comunicación se aplicará a cada protección diferencial.

Asimismo, las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos garantizarán mediante la coordinación de los ajustes de sus protecciones con los criterios y requisitos que se establecen en este u otros procedimientos de operación, que no degradará las variables del sistema cuando éste se encuentre sometido a perturbaciones.

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. Si por algún motivo no se considerara operativo 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.

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

5.5 Enlace de comunicaciones con el operador del sistema. En el procedimiento de operación 9 de los SENP «Información a intercambiar con el operador del sistema» se

recoge la necesidad de disponer de un enlace de comunicaciones entre los distintos sujetos del sistema eléctrico español (entre ellos las instalaciones conectadas a la red de transporte) y los centros de control de Red Eléctrica, bien directamente o a través de los centros de control de las empresas transportistas y distribuidoras, así como las características del mismo. De igual modo, establece las telemedidas y señales a intercambiar.

Los productores en régimen especial deberán incluir, además, señales a enviar a las empresas receptora (propietaria de la red a la que se conectan) y distribuidora (con la que establecen contratos técnico-económicos).

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 el PO 12.1 de los SENP.

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

## 6. Condiciones de funcionamiento

6.1 Instalaciones de medida. Cuando el propietario de la instalación conectada solicite ubicar en la instalación de transporte los equipos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, transportista y propietario establecerán el correspondiente 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 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.

6.2 Mantenimiento. El programa de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte se define según se describe en el PO 3.4 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 los protocolos y documentación que considere oportunos para verificar el cumplimiento de tales criterios.

Como condición previa para realizar la conexión 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 contrato técnico de acceso se fijará el plazo de definición de dichos procedimientos que se incluirán como anexos.

En ausencia de acuerdo, la CNMC resolverá en el plazo de tres meses.

6.3 Maniobras. Como condición previa para realizar la conexión será necesario que se encuentren acordados por el transportista y el agente los procedimientos particulares relativos a ejecución de maniobras o cualesquiera otros que el transportista considere preciso elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista en coordinación con el agente.

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 de generación deberá contar como mínimo con un interruptor que haga función de interruptor de máquina, entendiéndose como tal al interruptor instalado en la tensión del alternador. Cuando se hubiese prescindido del interruptor de enlace del lado generación, caso de las instalaciones tipo C1, 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 junto con el Centro de Control que opere la instalación de enlace en el caso que se trate de un tercero, deberá firmar con el transportista propietario de 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 la empresa transportista, el agente que se conecta y el centro de control responsable de las maniobras de las instalaciones de conexión si se tratase de un tercero.

6.3.1 Grupos con interruptor de máquina. El interruptor de máquina se representa como «interruptor generación» en las figuras A y C1 del apartado 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 A, el encargado de realizar la sincronización con la red de transporte será el interruptor de enlace lado generación (no transporte), no aplicando acuerdos específicos en este caso.



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

6.4 Condiciones de conexión y desconexión. Los centros de control de la red de transporte o de generación, según se concrete en cada caso, a petición del operador del sistema, serán los responsables de habilitar o inhibir la función de teledisparo de las instalaciones conectadas a la red de transporte.

Las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos se acogerán además a las siguientes condiciones:

1. El operador del sistema estará facultado para establecer un escalonamiento de producción a conectar por minuto.
2. En situaciones de emergencia o por razones de urgencia, el operador del sistema estará facultado para desconectar las instalaciones, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos afectados y a la CNMC.
3. 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 generadores afectarán en su mayoría a la operación de las posiciones de transporte en situaciones de frontera virtual. Es por ello que el transportista 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.

#### *7. Puesta en tensión y servicio de nuevas instalaciones*

Una vez cumplimentados los procedimientos de acceso y conexión, y firmado el Contrato Técnico de Acceso, para la puesta en tensión y en servicio de cualquier instalación no transporte con punto de conexión en la red de transporte.

Ello será de aplicación tanto si la instalación no transporte se pone en servicio de manera simultánea a la instalación de enlace –lado transporte y/o lado no transporte–, como si la puesta en servicio se realiza posteriormente sobre una instalación de enlace ya en servicio.

Análogamente, la puesta en servicio de instalaciones de generación con conexión a la red de distribución incluidas en el ámbito de aplicación del presente procedimiento estará sujeta a la aprobación de la empresa distribuidora y del operador del sistema, según lo establecido Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

7.1 Para la planificación de la puesta en servicio de la nueva instalación de enlace en la parte perteneciente a la red de transporte (según se ha definido en el Artículo 5 del presente procedimiento), el transportista informará sobre su programa de actuación con antelación suficiente, preferiblemente para que pueda ser integrada por el operador del sistema en el Plan Anual de Mantenimiento de la Red de Transporte, y mínima de dos semanas, de forma que pueda ser integrada por el operador del sistema en el Plan Semanal de Mantenimiento de la Red de Transporte, de acuerdo con el P.O. 3.4 de los SENP «Programación del mantenimiento de la red de transporte». En el caso de que la puesta en servicio de la instalación de enlace requiera de trabajos de modificación previa en instalaciones de la red de transporte que se encuentren en servicio, la antelación mínima de dos semanas se referirá al comienzo de los mencionados trabajos de modificación.

A tal efecto, el transportista confirmará al operador del sistema las características técnicas de la instalación de enlace –transporte–, en particular los siguientes puntos:

- Programa y fecha de puesta en servicio.
- Esquema unifilar.
- Información actualizada de la instalación según procedimiento de operación 9 de los SENP «Información intercambiada por el operador del sistema».
- Sistemas de telefonía, teledidas, contajes, telecontrol, etc.
- Plan inicial de puesta en servicio, en el cual se determinarán las comprobaciones a realizar y la secuencia de maniobras de puesta en tensión de la instalación.
- Cualquier otra información de interés para la puesta en servicio según requiera el operador del sistema.

7.2 Para la planificación de la puesta en tensión y en servicio de las instalaciones no transporte, el sujeto implicado deberá realizar al operador del sistema la solicitud de Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio –APES– (o de Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio para pruebas –APESp– en el caso de generación).

Para instalaciones con conexión a la red de transporte, la solicitud la realizará el titular de la instalación o el Interlocutor Único de Nudo (IUN) en el caso de instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos con una antelación mínima de dos semanas respecto a la fecha prevista de puesta en servicio solicitada, que en todo caso estará supeditada a la puesta en servicio efectiva de la instalación de enlace indicada en el apartado a).

Para instalaciones de generación con conexión a la red de distribución, la solicitud la realizará el titular de la instalación.

La solicitud contendrá la siguiente información, en el formato y formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

7.2.1 Información descriptiva de la instalación no transporte que se pondrá en servicio:

- a) Descripción de la Instalación (nombre, n.º de transformador, etc).
- b) Nudo de conexión o, en su caso, nudo de afección a la red de transporte (nombre y tensión).
- c) Nudo de conexión a la red de distribución (nombre y tensión), en su caso.
- d) Programa de pruebas y fechas prevista de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación. En el caso de instalaciones de generación se identificará la previsión de absorción y de generación de potencia activa y reactiva durante las pruebas.
- e) Fecha de solicitud de APES o APESp.
- f) Para instalaciones de generación, inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica con carácter previo.
- g) Autorización de explotación provisional para pruebas.

7.2.2 Acreditación del cumplimiento de los siguientes requisitos previamente a la solicitud de APES o APESp, –excepto en el caso de que la puesta en servicio de instalaciones de conexión no transporte se realice con antelación a las instalaciones de generación asociadas, en que se acreditará sólo los requisitos marcados con (\*)–:

a) (\*) Autorización de acceso y conexión firme por parte del operador del sistema o del gestor de la red de distribución para instalaciones de generación con conexión a la red de distribución, incluyendo en este último caso la aceptabilidad del operador del sistema. Adicionalmente, Contrato Técnico de Acceso para instalaciones conectadas a la red de transporte.

b) (\*) Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.

c) (\*) Información actualizada de la instalación según procedimiento de operación 9 «Información intercambiada por el operador del sistema» en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.

d) (\*) Alta en sistema de teledidas en tiempo real.

e) Requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema:

– (\*) A las instalaciones de producción que les aplique, alta en el sistema de teledidas en tiempo real a través de un Centro de Control (CC) habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2 de los SENP.

– (\*) Para las redes de distribución, se deberá contar con un Centro de Control que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2 de los SENP.

– (\*) Para consumidores, acordar un procedimiento de coordinación de maniobras con el operador del sistema que asegure en todo caso la operatividad de la Red de Transporte.

f) Requisitos que resulten de aplicación establecidos en el presente procedimiento de operación.

g) Verificación del alta de la instalación de generación en el despacho económico según lo dispuesto en el procedimiento de operación 2.2 de los SENP «Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico».

h) Cumplimiento de los procedimientos de liquidaciones y garantías de pago.

Una vez recibida la solicitud de APES o APESp, el operador del sistema tras la revisión de la información y verificación del cumplimiento de los requisitos anteriormente indicados, emitirá en el plazo máximo de dos semanas, la correspondiente Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio (APES) o APESp, cuya ejecución efectiva estará supeditada a la fecha de puesta en servicio que planifique el operador del sistema.

Asimismo, en el caso de instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos con conexión a la red de transporte a través de una instalación de enlace compartida, independientemente de que dicha instalación se encuentre o no en servicio, se requerirá la solicitud de Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio para pruebas (APESp) en los términos indicados para todas las instalaciones de generación o de conexión que utilicen dicha instalación de enlace, de manera individualizada.

Por otro lado, para instalaciones de generación con conexión en red de distribución, el operador del sistema informará de la aprobación al generador implicado y al gestor de la red de distribución correspondiente, condición indispensable para que este último emita su aprobación de puesta en servicio con independencia de otros requisitos necesarios para conectar en su red de distribución.

Una vez recibida y verificada la información requerida en el apartado 7.1 y tras la emisión de la Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio (APES) para la instalación no transporte requerida en el apartado 7.2, el operador del sistema planificará la fecha de puesta en servicio de las nuevas instalaciones (con particularidad de la instalación de enlace cuando proceda), respetando en lo posible las fechas propuestas por el transportista, quien se habrá coordinado con los usuarios afectados o, cuando no implique actuación ni descargo por parte del transportista, ni constituyan menoscabo para la seguridad de la red, directamente con los agentes afectados. Para la puesta en servicio de instalaciones de generación con afección a la red de transporte que viertan su energía en la red de distribución, tras la Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio del operador del sistema, la fecha efectiva de puesta en servicio deberá fijarla el gestor de la red de distribución en coordinación con la instalación de generación.

Si una vez establecida la fecha de puesta en servicio, se presenta alguna situación sobrevenida que implique la inviabilidad de la puesta en servicio en las fechas propuestas, el operador del sistema propondrá, lo antes que pueda, una nueva fecha que resulte posible desde el punto de vista de la seguridad del sistema.

La puesta en servicio efectiva de la instalación de enlace se efectuará conforme al plan previsto y conforme a los procedimientos de seguridad aplicables.

En el caso de las instalaciones de transporte, una vez desarrollado el plan previsto, completadas las pruebas en tensión y verificado que el funcionamiento de la instalación de enlace es adecuado para el servicio, se considerará esta instalación en condiciones de ser explotada, sin perjuicio de la correspondiente autorización administrativa al respecto. Del mismo modo, en el caso de las instalaciones no transporte una vez finalizadas las pruebas de las mismas, la empresa propietaria comunicará al operador del sistema y en su caso al gestor de la red de distribución, la situación de disponibilidad de la misma para su operación; asimismo, en el caso de instalaciones de generación comunicará la disponibilidad para realizar las pruebas de control de producción.

Si durante el transcurso de las pruebas se hubieran detectado defectos de actuación en la instalación de enlace o instalación no transporte, el transportista en coordinación con la empresa propietaria de la instalación no transporte procedería a repetir las pruebas una vez corregidos los defectos detectados, no pudiéndose poner en servicio instalación alguna que no haya superado satisfactoriamente las pruebas previstas. Asimismo, en su caso, se comunicarán las modificaciones de las características técnicas que durante la puesta en servicio se hubieren producido al operador del sistema y al gestor de la red de distribución si aplica.

Tras la puesta en servicio de las instalaciones de generación, la fase de operación comercial requerirá la APES definitiva del operador del sistema mediante la emisión por éste de una certificación para instalaciones no hidráulicas de la categoría A formados por grupos de generación térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón e hidrocarburos o Informe de Verificación de Condiciones Técnicas de Conexión Final (IVCTCfinal) para instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso, conexión y el cumplimiento de requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación para poder ser dado de alta en el despacho y de cumplimiento con los procedimientos de liquidaciones y garantías de pago, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con la adecuada operatividad.

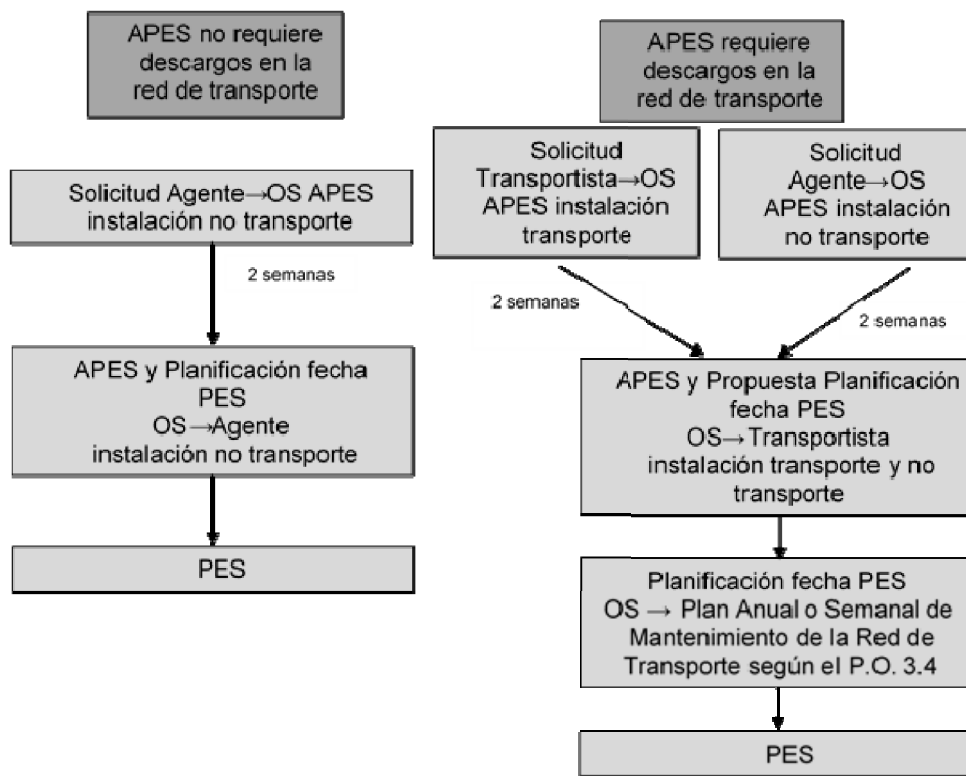
A tal efecto, el titular, directamente o a través del IUN para instalaciones mediante fuentes de generación renovable, cogeneración y residuos, solicitará dicho informe al operador del sistema, quien lo emitirá en el plazo máximo de un mes desde la recepción de la solicitud formal, que deberá incorporar la siguiente información, en el formato y formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

- a) Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio para pruebas (APESp).
- b) Verificación de la correcta recepción de las telemidas en tiempo real y verificación de la disponibilidad y operatividad de los equipos de control mediante la superación de las pruebas de control de producción y seguimiento de instrucciones del operador del sistema que permitan garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.
- c) Acreditación del cumplimiento de los requisitos para adquirir la condición de agente del mercado exigidos en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997.
- d) Acreditación del cumplimiento de los procedimientos de liquidaciones y garantías de pago.

Dicha certificación corresponde al requerido por el artículo 16.1 del Real Decreto 738/2015, como condición para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica- para instalaciones conectadas a la red de transporte o con conexión en red de distribución.

Dicha certificación, en el caso de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos conectadas a la red de transporte se corresponde con el Informe IVCTCfinal requerido por el artículo 39 del Real Decreto 413/2014 para instalaciones conectadas a la red de transporte. Para instalaciones de generación con conexión en red de distribución, el operador del sistema emitirá el mencionado IVCTCfinal, complementario al Informe del Gestor de la Red de la Red de Distribución que acredite que se han satisfecho los requisitos de su competencia.

## Flujograma. Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio (APES)



## 8. Requisitos técnicos de las instalaciones de producción

En el presente apartado se establecen requisitos técnicos que han de cumplir las instalaciones de generación con el fin de garantizar la controlabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

A dichos efectos, este apartado es de aplicación a:

- Todas aquellas instalaciones de generación que se conecten a la red de transporte.
- Todas aquellas instalaciones, o agrupaciones de instalaciones de capacidad máxima igual o superior a 100 kW, que se conecten a un mismo nudo de la red de distribución cuya potencia acumulada sea igual o superior a 1 MW.

Los requisitos técnicos, descritos a continuación, serán de aplicación a las futuras instalaciones que, a fecha de aprobación del presente procedimiento de operación, no dispongan de un contrato vinculante de adquisición para la compra de la planta de generación principal.

## 8.1 Definiciones. Se define a los efectos de este procedimiento de operación:

«Punto de aplicación de los requisitos técnicos (PART)»: Punto de la interfaz a la que el módulo de generación de electricidad está conectado a una red de transporte o una red de distribución según se determine en el acuerdo de conexión.

«Cortocircuito correctamente despejado»: Se considera que un cortocircuito (o falta) en el sistema eléctrico ha sido correctamente despejado cuando la actuación de los sistemas de protección ha sido acorde con los criterios establecidos en el procedimiento de operación P.O.11.1 de los SENP «Criterios generales de protección».

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

«Potencia aparente nominal»: Es la mayor potencia aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad de forma permanente a la tensión nominal.

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

«Módulo de generación de electricidad»: Un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico.

«Instalación de generación de electricidad»: Una instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad conectados a una red en uno o más puntos de conexión.

«Planta de generación principal»: Uno o más de los principales elementos del equipo necesario para convertir la fuente primaria de energía en electricidad.

«Propietario de instalación de generación de electricidad»: Una entidad física o jurídica propietaria de una instalación de generación de electricidad.

«Módulo de generación de electricidad síncrono»: Un conjunto indivisible de instalaciones que pueden generar energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.

«Gestor de red pertinente»: El operador del sistema o el gestor de la red de distribución a cuya red hay conectado o se conectará un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda, una red de distribución o un sistema HVDC.

«Capacidad máxima» o «Pmax»: La potencia activa máxima que puede producir un módulo de generación de electricidad de forma continua, menos la demanda asociada exclusivamente a la facilitación del funcionamiento de dicho módulo de generación de electricidad y no suministrada a la red como se especifica en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad.

«Módulo de parque eléctrico» o «MPE»: Una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que no son generadores síncronos, o que están conectadas mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.

«Estatismo»: La relación entre la variación del valor de la frecuencia de régimen permanente y la variación resultante de régimen permanente en el valor de potencia activa, expresada en términos de porcentaje. La variación de frecuencia se expresa como la relación entre esta y la frecuencia nominal y la variación de la potencia activa se expresa como la relación entre esta y la capacidad máxima.

«Nivel mínimo de regulación»: Se corresponde con el mínimo técnico a los efectos de los módulos de generación de electricidad síncronos y con el 20 % de la capacidad máxima para los módulos de parque eléctrico.

«Valor de consigna»: El valor objetivo de cualquier parámetro utilizado normalmente en esquemas de control.

«Potencia reactiva»: La componente imaginaria de la potencia aparente a la frecuencia fundamental, normalmente expresada en kilovares («kvar») o megavares («Mvar»);

«Alternador»: Un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica por medio de un campo magnético giratorio.

«Estátor»: La parte de una máquina rotativa que incluye los elementos magnéticos estacionarios con sus bobinados asociados.

«Inercia»: La propiedad de un cuerpo rígido giratorio, como el rotor de un alternador, por la que mantiene su estado de movimiento giratorio uniforme y momento angular a menos que se aplique un par de fuerza externo.

«Emulación de inercia»: La característica proporcionada por un módulo de parque eléctrico o sistema HVDC para sustituir el efecto de inercia de un módulo de generación de electricidad síncrono hasta un determinado nivel de respuesta.

«Modo de regulación potencia-frecuencia» o «MRPF»: El modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC en el que la respuesta de potencia activa cambia en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema, de forma que ayude a la recuperación de la frecuencia de consigna.

«Modo de regulación potencia-frecuencia limitado–sobrefrecuencia» o «MRPFL-O»: El modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que produce una reducción en la potencia activa en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema por encima de un valor determinado;

«Modo de regulación potencia-frecuencia limitado–subfrecuencia» o «MRPFL-U»: El modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que produce un aumento en la potencia activa en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema por debajo de un valor determinado.

«Banda muerta de respuesta a la frecuencia»: Un intervalo utilizado de forma intencionada dentro del cual el control de frecuencia no responde.

«Insensibilidad de respuesta a la frecuencia»: La característica inherente del sistema de control especificada como la magnitud de la variación de frecuencia o la señal de entrada mínima necesaria para producir una variación en la potencia o la señal de salida.

«Diagrama P-Q»: Un diagrama que describe la capacidad de potencia reactiva de un módulo de generación de electricidad en función de la variación de potencia activa en el PART.

«Funcionamiento en isla»: El funcionamiento independiente de toda una red o de parte de una red que queda aislada después de que se desconecte del sistema interconectado, que disponga al menos de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que suministra energía a esta red o que controla la frecuencia y la tensión.

«Sistema de control de la excitación»: Un sistema de control realimentado que incluye el funcionamiento de la máquina síncrona y su sistema de excitación.

«Diagrama U-Q/P<sub>max</sub>»: Un perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de un módulo de generación de electricidad o de una estación convertora de HVDC en función de la variación de la tensión variable en el PART.

«Mínimo técnico»: 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 generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

«Limitador de sobreexcitación»: Un dispositivo de control dentro del regulador automático de tensión (AVR) que evita que el rotor de un alternador se sobrecargue al limitar la corriente de excitación.

«Limitador de subexcitación». Un dispositivo de control dentro del AVR cuyo fin es evitar que el alternador pierda el sincronismo debido a una pérdida de excitación.

«Regulador automático de tensión» o «AVR»: El equipo automático de actuación continua que controla la tensión en terminales de un módulo de generación de electricidad síncrono mediante la comparación de la tensión en terminales real y un valor de referencia, así como mediante el control de la respuesta del sistema de control de la excitación.

«Sistema estabilizador de potencia» o «PSS»: Una función adicional del AVR de un módulo de generación de electricidad síncrono cuyo fin es amortiguar las oscilaciones de potencia.

«Corriente de falta rápida»: Una corriente inyectada por un módulo de parque eléctrico o un sistema HVDC durante y después de una variación de tensión provocada por una falta eléctrica con el objetivo de identificar la falta mediante los sistemas de protección de la red en la etapa inicial de la falta, colaborar en el mantenimiento de la tensión del sistema en una etapa posterior a la falta y recuperar la tensión del sistema después de despejar la falta.

«Factor de potencia»: La relación entre el valor absoluto de la potencia activa y la potencia aparente.

8.2 Requisitos generales. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la instalación

cumpla con los requisitos técnicos descritos a continuación, así como los que pudieran derivarse del resto de procedimientos de operación.

Los requisitos técnicos exigidos relacionados con los valores de las variables del sistema eléctrico no deben entenderse como valores de ajuste de las protecciones de las instalaciones. Dichos requisitos deben entenderse como las capacidades técnicas mínimas exigidas tanto durante perturbaciones como en el régimen permanente. Los ajustes de protecciones de las instalaciones que dispongan de capacidad técnica para soportar valores de las variables del sistema más extremos y duraderos que los mínimos aquí requeridos deberán estar basados en dichas características de la instalación evitando ajustes en los valores mínimos aquí exigidos.

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

El operador del sistema comunicará previamente y podrá requerir posteriormente a la puesta en servicio la modificación, en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico, de los valores de funcionamiento de los parámetros de los diferentes sistemas de control que en el presente procedimiento de operación se describen dentro de sus correspondientes rangos establecidos. Para ello, el propietario de la instalación dispondrá de seis meses para implantar las modificaciones en dichos parámetros.

8.2.1 Requisitos para la estabilidad de la frecuencia. Los módulos de generación de electricidad deben cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia:

a) En cuanto a los rangos de frecuencia:

i. Un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de permanecer conectado a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la Tabla 1.

ii. El operador del sistema, el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, pueden acordar rangos de frecuencia más amplios, tiempos mínimos de funcionamiento superiores o requisitos específicos para variaciones combinadas de frecuencia y tensión con objeto de garantizar un uso óptimo de las capacidades técnicas de un módulo de generación de electricidad, si es necesario para mantener o restaurar la seguridad del sistema.

iii. El propietario de la instalación de generación de electricidad no debe negar sin causa justificada el consentimiento a aplicar rangos de frecuencia más amplios o tiempos mínimos de funcionamiento superiores, teniendo en cuenta su viabilidad económica y técnica.

b) 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.

Tabla 1. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales 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

Rangos de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
47,0 Hz – 47,5 Hz	3 segundos



Rangos de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

#### 8.2.2 Requisitos para el control de la potencia:

a) En cuanto a la capacidad de control y el rango de control de la potencia activa de despacho  $P_0$ , el sistema de control del módulo de generación de electricidad debe ser capaz de ajustar una consigna de potencia activa conforme a las instrucciones proporcionadas al propietario de la instalación de generación de electricidad.

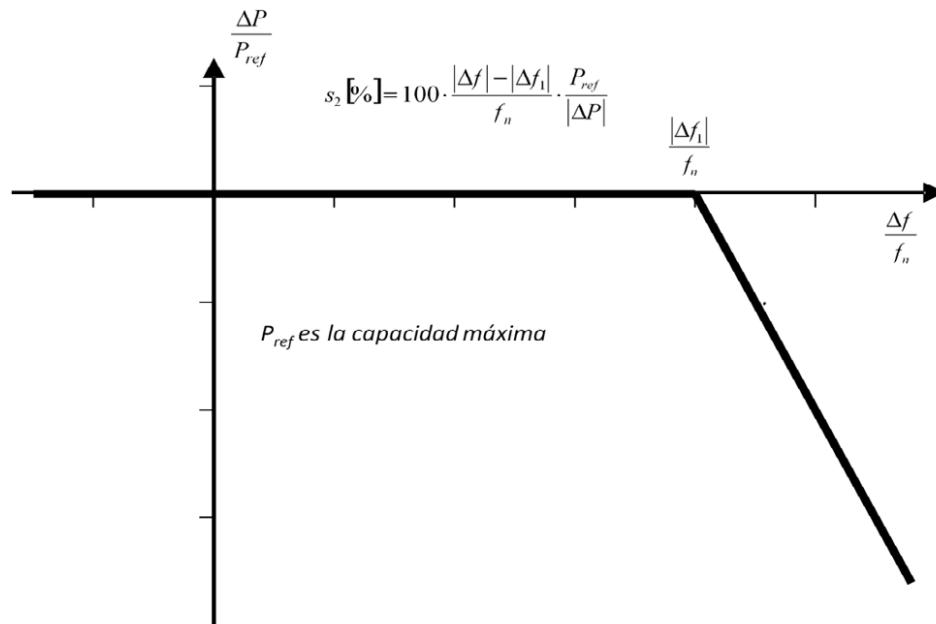
b) El módulo de generación de electricidad tendrá la capacidad de permitir actuaciones locales manuales en los casos en los que los dispositivos de control remoto automático estén fuera de servicio.

c) El módulo de generación de electricidad tendrá la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada (no relacionada con la disminución de la fuente de energía primaria) de la producción. Dichas limitaciones a las rampas serán establecidas por el operador del sistema en tiempo real obedeciendo a un porcentaje máximo de variación de la potencia producida respecto a la potencia activa neta instalada en un rango de quince minutos.

8.2.3 Modo regulación potencia-frecuencia limitado–sobrefrecuencia. En cuanto al modo regulación potencia-frecuencia limitado–sobrefrecuencia (MRPFL-O), será de aplicación lo siguiente:

a) El módulo de generación de electricidad debe ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la Figura 1 a partir de una frecuencia umbral y un ajuste del estatismo especificados por el operador del sistema.

Figura 1. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPFL-O.  $P_{ref}$  es la potencia activa de referencia a la que está referida  $\Delta P$  y se corresponde con la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.  $\Delta P$  es la variación en la potencia activa del módulo de generación de electricidad.  $f_n$  es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y  $\Delta f$  es la desviación de la frecuencia de la red. En sobrefrecuencias donde  $\Delta f$  es superior a  $\Delta f_1$  el módulo de generación de electricidad debe proporcionar una variación en la potencia activa negativo de acuerdo con el estatismo  $s_2$



b) El rango de ajuste de la frecuencia umbral deberá ser, como mínimo, desde 50,2 Hz hasta 50,5 Hz, ambas incluidas.

c) El rango de ajuste del estatismo deberá ser, como mínimo, desde el 2% hasta el 12%.

d) La activación de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia por parte del módulo de generación de electricidad no se deberá retrasar voluntariamente. El retraso inicial y la velocidad de respuesta de la potencia deben cumplir con lo establecido en el apartado 8.2.5 relativo al modo regulación potencia-frecuencia (MRPF).

e) El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de, mediante este control, reducir la potencia activa hasta su nivel mínimo de regulación.

f) El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento en MRPFL-O.

8.2.4 Modo regulación potencia-frecuencia limitado–subfrecuencia. En cuanto al modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U), será de aplicación lo siguiente:

a) Los siguientes requisitos se aplicarán a los módulos de generación de electricidad en relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado–subfrecuencia (MRPFL-U):

i. El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la Figura 2 a partir de una frecuencia umbral y con el estatismo especificado por el operador del sistema de la forma siguiente:

– El rango de ajuste de la frecuencia umbral deberá ser desde 49,8 Hz hasta 49,5 Hz, ambas incluidas.

– El rango de ajuste del estatismo deberá ser desde el 2% hasta el 12%.

ii. La provisión real de respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia en modo MRPFL-U tendrá en cuenta:

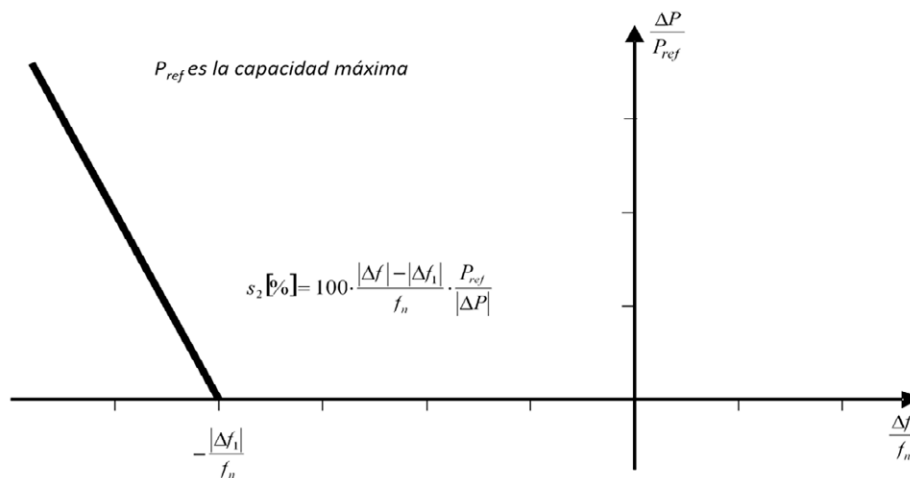
- Las condiciones ambientales cuando se activa la respuesta;
- La disponibilidad de las fuentes de energía primaria;

iii. La activación de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia por parte del módulo de generación de electricidad no se deberá retrasar voluntariamente. El retraso inicial y la velocidad de respuesta de la potencia deben cumplir con lo establecido en el apartado 8.2.5 relativo al modo regulación potencia-frecuencia;

iv. En modo MRPFL-U, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de proporcionar un aumento de potencia hasta su capacidad máxima;

v. Se deberá garantizar el funcionamiento estable del módulo de generación de electricidad durante el funcionamiento en modo MRPFL-U.

Figura 2. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPFL-U.  $P_{ref}$  es la potencia activa de referencia a la que está referida  $\Delta P$  y se corresponde con la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.  $\Delta P$  es la variación en la potencia activa del módulo de generación de electricidad.  $f_n$  es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y  $\Delta f$  es la desviación de la frecuencia de la red. En subfrecuencias donde  $\Delta f$  es inferior a  $\Delta f_1$  el módulo de generación de electricidad debe proporcionar una variación en la potencia activa positiva de acuerdo con el estadismo  $s_2$



8.2.5 Modo regulación potencia-frecuencia. Los módulos de generación de electricidad deberán disponer de equipos de regulación frecuencia-potencia con las características descritas a continuación para prestar el servicio complementario obligatorio de regulación primaria en los términos que se establezcan en el procedimiento de operación 7.1 de los SENP.

En el caso de tecnologías cuya energía primaria es renovable y se conectan a la red mediante convertidores electrónicos, el cumplimiento de este requisito contribuirá a la maximización la producción con estas tecnologías y minimización de la necesidad a aplicar limitaciones a su producción. En este sentido, en los módulos de parque eléctrico este control 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, procediendo a su activación sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar riesgo cierto para la calidad y continuidad del suministro, bien porque ya se haya actuado sobre el resto de generación o bien porque el problema a resolver sólo sea resoluble con la actuación sobre este tipo de generación, procediendo a desactivar este control tan pronto como las circunstancias lo permitan.

El modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) responderá a las siguientes características:

a) Además de los modos MRPFL-O y MRPFL-U, se aplicará acumulativamente lo siguiente cuando esté en funcionamiento el modo regulación potencia-frecuencia (MRPF):

(i) El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de conformidad con los parámetros especificados en la Tabla 2 teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

– En caso de sobrefrecuencia, la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia estará limitada por el nivel mínimo de regulación.

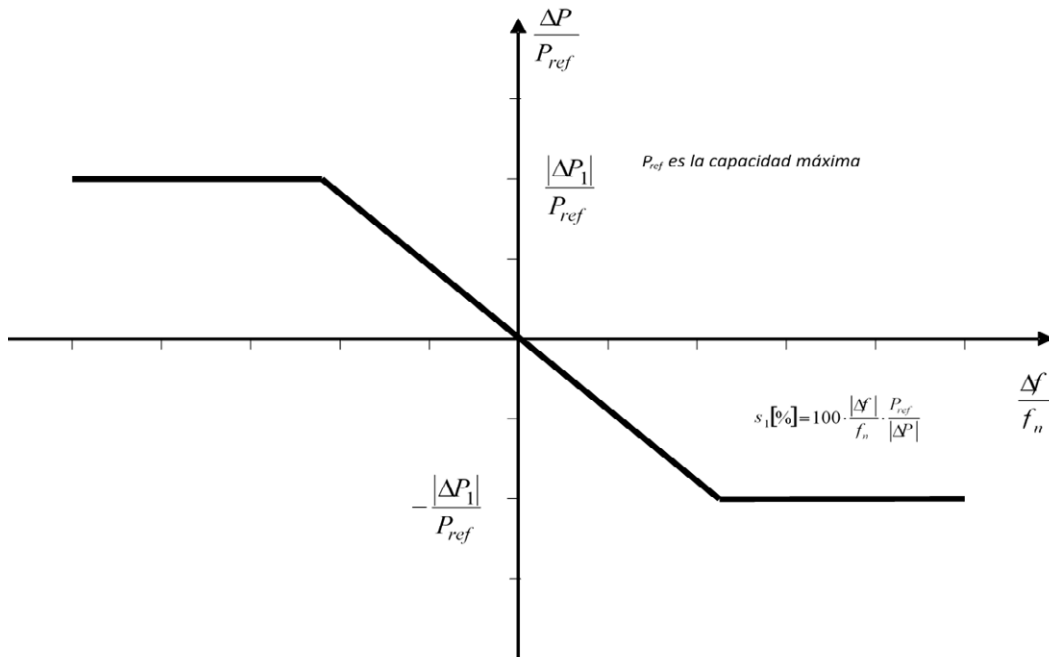
– En caso de subfrecuencia, la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia estará limitada por la capacidad máxima.

– Se entiende que la provisión real de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia depende de las condiciones ambientales y de funcionamiento del módulo de generación de electricidad cuando se activa la respuesta y, en particular, de las fuentes de energía primaria disponibles.

Tabla 2. Parámetros de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en MRPF (explicación de la Figura 3)

Parámetros		Rangos
Rangos de potencia activa en relación con la capacidad máxima $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1,5 – 10%
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	$ \Delta f_i $	< 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	< 0,06%
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia		0 - 200 mHz
Estatismo $s_1$		2 – 12%

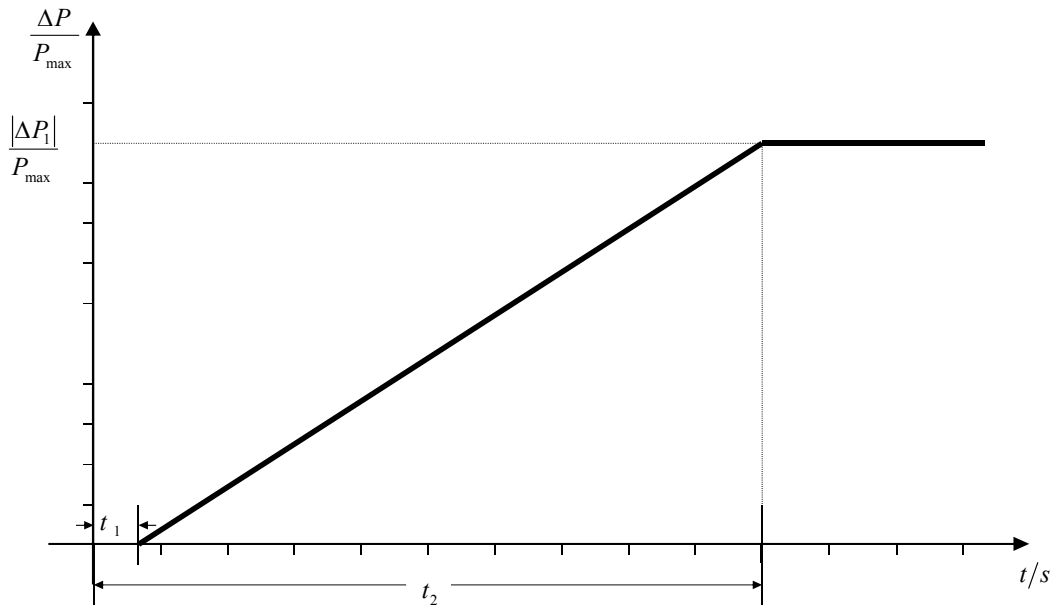
Figura 3. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPF ilustrándose el caso de banda muerta e insensibilidad nulas.  $P_{ref}$  es la potencia activa de referencia a la que está referida  $\Delta P$  y se corresponde con la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.  $\Delta P$  es la variación en la potencia activa del módulo de generación de electricidad.  $f_n$  es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y  $\Delta f$  es la desviación de la frecuencia de la red



(ii) En caso de una variación brusca de frecuencia, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar la respuesta total de la potencia activa con la variación de frecuencia, en o por encima de la línea que se muestra en la Figura 4, de conformidad con los parámetros especificados por operador del sistema, dentro de los rangos proporcionados en la Tabla 3. La combinación de ajustes de parámetros especificada por el operador del sistema deberá tener en cuenta las posibles limitaciones dependientes de la tecnología.

(iii) La activación inicial de la respuesta de la potencia activa necesaria con la variación de frecuencia no deberá retrasarse voluntariamente. 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.

Figura 4. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia.  $P_{\max}$  es la capacidad máxima a la que está referida  $\Delta P$ .  $\Delta P$  es la variación en la potencia activa del módulo de generación de electricidad. El módulo de generación de electricidad debe proporcionar una potencia activa  $\Delta P$  hasta el punto  $\Delta P_1$  de acuerdo con los tiempos  $t_1$  y  $t_2$ , y los valores de  $\Delta P_1$ ,  $t_1$  y  $t_2$  deberá especificarlos el operador del sistema según la Tabla 3;  $t_1$  es el retraso inicial.  $t_2$  es el tiempo para la activación total



(iv) El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de proporcionar completamente y mantener el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia durante un periodo de quince a treinta minutos (siempre que lo permita la fuente de energía primaria);

(v) Dentro del periodo de tiempo definido en el inciso (iv) anterior, el control de la potencia activa de despacho no deberá tener un efecto adverso en la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad.

Tabla 3. Parámetros de activación completa de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia resultantes de un cambio brusco de frecuencia (explicación de la Figura 4)

Parámetros	Rangos o valores
Rango de potencia activa en relación con la capacidad máxima (intervalo de respuesta a la frecuencia) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5 – 10%
En el caso de los módulos de generación de electricidad con inercia, el retraso inicial máximo admisible $t_1$ a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado 8.2.5, letra (a), inciso (iv)	300 ms
En el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia, el retraso inicial máximo admisible $t_1$ a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el apartado 8.2.5, letra (a), inciso (iv)	150 ms
En el caso de los módulos de generación de electricidad con inercia, selección máxima admisible del tiempo de activación total $t_2$ , a menos que el operador del sistema permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema. (* Dependiente de la tecnología de generación. Será establecido por el operador del sistema y aprobado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.	(*)
En el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia, selección máxima admisible del tiempo de activación total $t_2$ , a menos que el operador del sistema permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema	1,0 segundos

b) En cuanto a la desconexión debida a subfrecuencia, las instalaciones de generación de electricidad capaces de actuar como carga, incluidas las instalaciones de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo hidráulico, deberán ser capaces de desconectar en caso de subfrecuencia cuando funcionan consumiendo energía de la red. El requisito mencionado en este apartado no afecta a sus consumos auxiliares.

c) En cuanto a la monitorización en tiempo real del MRPF:

(i) Adicionalmente, el módulo de generación de electricidad estará capacitado para recibir en tiempo real del operador del sistema e implementar consignas de potencia en reserva a subir y a bajar, que podrían ser diferentes (por ejemplo, banda de consigna a subir nula y de un cierto valor a bajar).

8.2.6 Requisitos de la estabilidad de la tensión. Los módulos de generación de electricidad deben cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la tensión:

a) En cuanto a los rangos de tensión: Un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión de la red en el PART, expresados en valores unitarios respecto a la base de tensión y durante los periodos de tiempo especificados en la Tabla 4.

Tabla 4. El cuadro muestra los periodos de tiempo mínimos durante los que el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el PART sin desconectarse de la red.

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

b) El operador del sistema, el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, pueden acordar rangos de tensión más amplios, tiempos mínimos de funcionamiento superiores o requisitos específicos para variaciones combinadas de tensión y frecuencia con objeto de garantizar un uso óptimo de las capacidades técnicas de un módulo de generación de electricidad, si es necesario para mantener o restaurar la seguridad del sistema.

c) Sin perjuicio de lo establecido en la letra a), el gestor de red pertinente, con la aprobación del operador del sistema, tendrá derecho a especificar tensiones en el PART a las que el módulo de generación de electricidad sea capaz de desconectarse automáticamente. Las condiciones y ajustes de desconexión automática se deberán acordar entre el gestor de red pertinente, el operador del sistema y el propietario de la instalación de generación de electricidad.

8.3 Módulos de generación de electricidad síncronos. Los módulos de generación de electricidad síncronos deberán cumplir los requisitos establecidos en el apartado 8.2. Adicionalmente, cumplirán los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes de este apartado.

8.3.1 Requisitos del control de la tensión. Los módulos de generación de electricidad síncronos deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:

a) En cuanto al sistema de control de tensión, un módulo de generación de electricidad síncrono deberá estar equipado con un sistema de control de la excitación automático y permanente que pueda proporcionar una tensión constante a los terminales del alternador a una consigna ajustable sin que sea inestable en todo el rango de funcionamiento del módulo de generación de electricidad síncrono.

b) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:

(i) Se especifica un diagrama  $U-Q/P_{max}$  que establece los límites dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima.

(ii) El diagrama  $U-Q/P_{max}$  se ha establecido en conformidad con los principios siguientes:

– El diagrama  $U-Q/P_{max}$  no deberá quedar fuera del marco del diagrama  $U-Q/P_{max}$ , representado por el marco interior en la Figura 5.

– Las dimensiones del marco del diagrama  $U-Q/P_{max}$  (rango  $Q/P_{max}$  y rango de tensión) deberán estar dentro del rango especificado en la Tabla 5.

– La posición del marco del diagrama  $U-Q/P_{max}$  deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la Figura 5.

(iii) A los efectos de lo indicado en el inciso anterior (ii) se establece el diagrama  $U-Q/P_{max}$  insertado en la Figura 5.



Figura 5. Diagrama U-Q/P<sub>max</sub> de un módulo de generación de electricidad síncrono. También se representan los límites del diagrama U-Q/P<sub>max</sub> (marco exterior y marco interior) según la tensión en el PART, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, frente a la relación de la potencia reactiva (Q) respecto de la capacidad máxima (P<sub>max</sub>)

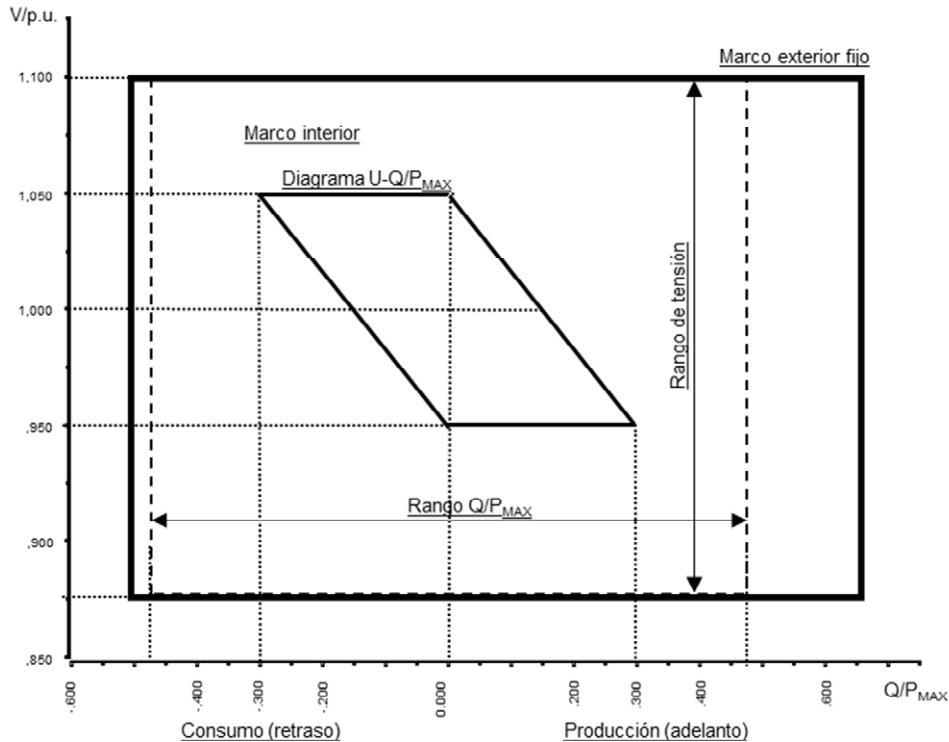


Tabla 5. Parámetros del marco interior de la Figura 5

Rango máximo de Q/P <sub>max</sub>	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en pu
0,95	0,225

- (iv) La capacidad de suministro de potencia reactiva aplica al PART.  
 (v) El módulo de generación de electricidad síncrono deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama U-Q/P<sub>max</sub> en los periodos de tiempo adecuados a los valores de consigna requeridos.

c) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima, al funcionar con una potencia activa por debajo de la capacidad máxima ( $P < P_{max}$ ), los módulos de generación de electricidad síncronos deberán ser capaces de funcionar en cada punto de funcionamiento posible del diagrama P-Q del alternador de dicho módulo de generación de electricidad síncrono, al menos hasta el mínimo técnico. Incluso con una potencia activa reducida, el suministro de potencia reactiva en el PART se deberá corresponder completamente con el diagrama P-Q del alternador de dicho módulo de generación de electricidad síncrono, teniendo en cuenta, si procede, la potencia de suministro a los servicios auxiliares y las pérdidas de potencia activa y reactiva del transformador elevador.

d) Fuera del rango de tensiones  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu durante el funcionamiento en régimen permanente, el módulo de generación de electricidad síncrono inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta del control de tensión con las limitaciones que por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones imponga la producción de potencia

activa, es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de despacho ( $P_0$ ) se mantendrá mientras el módulo de generación de electricidad síncrono tenga capacidad para ello.

e) Los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión deberán acordarse entre el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente, con la aprobación del operador del sistema.

f) El acuerdo mencionado en la letra e) deberá cubrir las especificaciones y la respuesta de un regulador automático de tensión («AVR») en cuanto al control de la tensión tanto en régimen permanente como en régimen transitorio, así como las especificaciones y la respuesta del sistema de control de la excitación. Este último deberá incluir:

(i) Limitación de ancho de banda de la señal de salida para garantizar que la frecuencia de respuesta más alta no puede excitar oscilaciones torsionales en otros módulos de generación de electricidad conectados a la red.

(ii) Un limitador de subexcitación para evitar que el AVR reduzca la excitación del alternador a un nivel que pondría en riesgo la estabilidad síncrona.

(iii) Un limitador de sobreexcitación para garantizar que la excitación del alternador no está limitada a un valor inferior al valor máximo que se puede lograr, a la vez que se garantiza que el módulo de generación de electricidad síncrono funciona dentro de sus límites de diseño.

(iv) Un limitador de corriente del estátor.

(v) Una función de PSS para amortiguar las oscilaciones de potencia, que serán obligatorias 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 40 MW. No obstante, el operador del sistema podrá establecer valores diferentes por subsistema eléctrico. Estos nuevos valores deberán ser comunicados al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital 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.

8.4 Módulos de parque eléctrico. Los módulos de parque eléctrico deberán cumplir los requisitos establecidos en el apartado 8.2. Adicionalmente, cumplirán los requisitos establecidos en los subapartados siguientes de este apartado.

8.4.1 Requisitos de estabilidad de la frecuencia. Los módulos de parque eléctrico podrán disponer de la capacidad de emulación de inercia. La aportación inercial es necesaria para el sistema en la medida que la generación síncrona es desplazada por las nuevas tecnologías basadas en electrónica de potencia. Las condiciones en las que esta capacidad pudiera, en su caso, ser provista se establecerán mediante acuerdo concreto con el operador del sistema. El acuerdo alcanzado deberá ser comunicado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, que deberá pronunciarse en el plazo de un mes sobre su conformidad con el mismo. Transcurrido ese plazo sin que haya tenido lugar pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

8.4.2 Requisitos del control de la tensión. Los módulos de parque eléctrico deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:

a) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:

(i) Se especifica un diagrama U-Q/P<sub>max</sub> que establece los límites dentro de los cuales el módulo de parque eléctrico será capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima.

(ii) El diagrama U-Q/P<sub>max</sub> se ha establecido en conformidad con los principios siguientes:

– El diagrama U-Q/P<sub>max</sub> no deberá quedar fuera del marco del diagrama U-Q/P<sub>max</sub> representado por el marco interior en la Figura 6.

- Las dimensiones del marco del diagrama  $U-Q/P_{\max}$  (rango  $Q/P_{\max}$  y rango de tensión) deberán estar dentro de los valores especificados en la Tabla 6;
- la posición del marco del diagrama  $U-Q/P_{\max}$  deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la Figura 6.

(iii) A los efectos de lo indicado en el inciso anterior (ii) se establece el diagrama  $U-Q/P_{\max}$  insertado en la Figura 6.

Figura 6. Diagrama  $U-Q/P_{\max}$  de un módulo de parque eléctrico. También se representan los límites de un diagrama  $U-Q/P_{\max}$  (marco exterior y marco interior) según la tensión en el PART, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, frente a la relación de la potencia reactiva (Q) respecto de la capacidad máxima ( $P_{\max}$ )

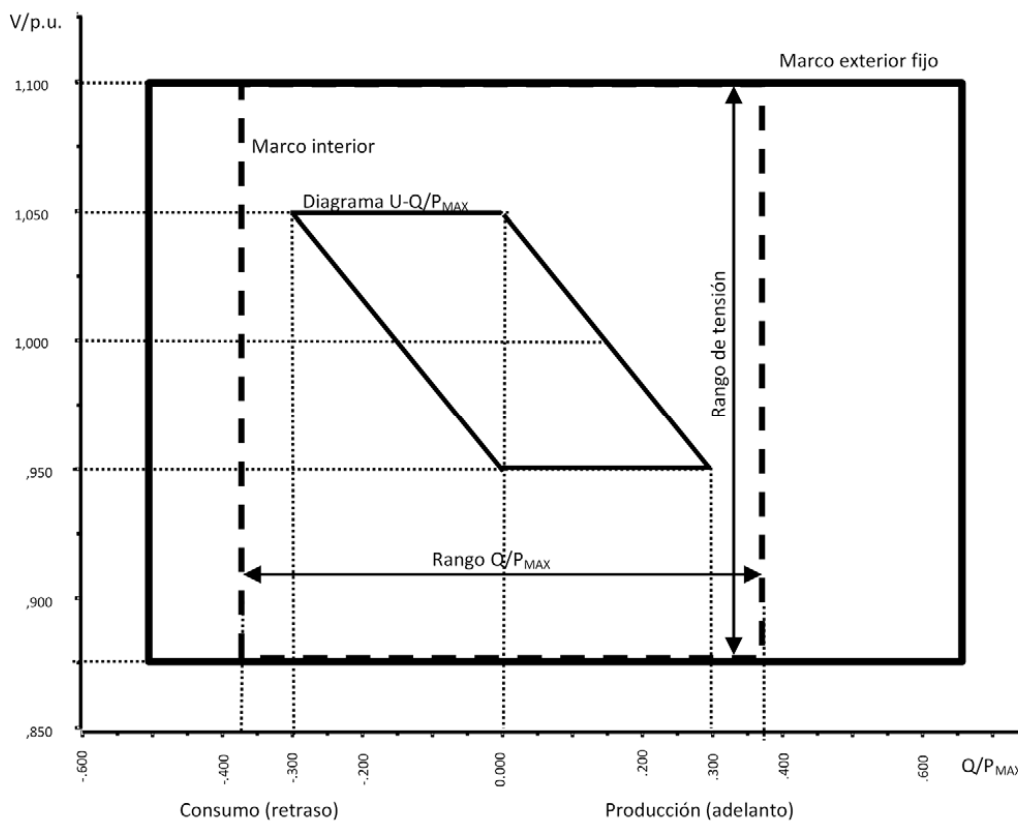


Tabla 6. Parámetros del marco interior de la Figura 6

Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en pu
0,75	0,225

- (iv) La capacidad de suministro de potencia reactiva aplica al PART.
- b) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima:
  - (i) Se especifica diagrama  $P-Q/P_{\max}$  indicando los límites dentro de los cuales el módulo de parque eléctrico será capaz de suministrar potencia reactiva por debajo de su capacidad máxima;

(ii) El diagrama  $P-Q/P_{\max}$  de ha especificado en conformidad con los principios siguientes:

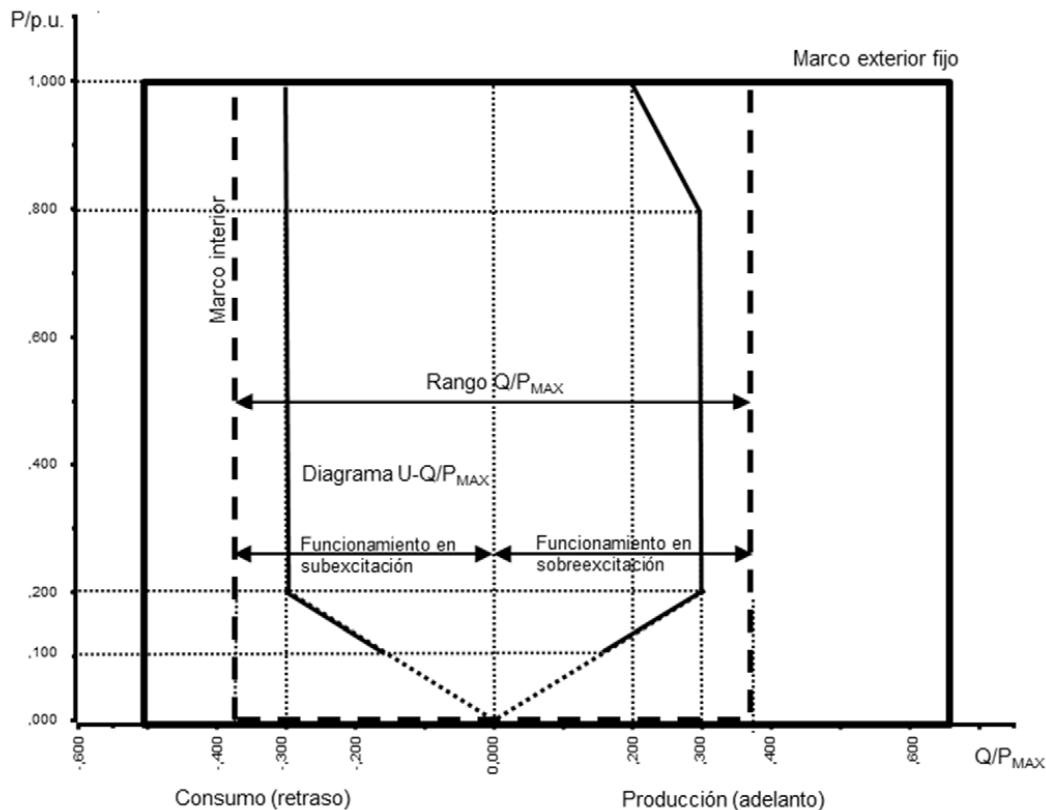
- El diagrama  $P-Q/P_{\max}$  no deberá quedar fuera del marco del diagrama  $P-Q/P_{\max}$ , representado por el marco interior en la Figura 7.
- El rango  $Q/P_{\max}$  del marco del diagrama  $P-Q/P_{\max}$  se especifica en la Tabla 6.
- El rango de potencia activa del marco del perfil  $P-Q/P_{\max}$  a potencia reactiva cero deberá ser 1p.u.
- La posición del marco del diagrama  $P-Q/P_{\max}$  deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la Figura 7.

(iii) A los efectos de lo indicado en el inciso anterior (ii) se establece el diagrama  $P-Q/P_{\max}$  insertado en la Figura 7.

(iv) Al funcionar con un valor de potencia activa inferior a la capacidad máxima ( $P < P_{\max}$ ), el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama  $P-Q/P_{\max}$ , si todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería; de lo contrario, puede haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.

(v) Fuera del rango de tensiones  $0,95 \leq V \leq 1,05$  pu durante el funcionamiento en régimen permanente, el módulo de parque eléctrico inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta del control de tensión con las limitaciones que por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones imponga la producción de potencia activa, es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de despacho ( $P_0$ ) se mantendrá mientras el módulo de generación de electricidad síncrono tenga capacidad para ello.

Figura 7. Diagrama  $P-Q/P_{\max}$  de un módulo de parque eléctrico. También se representan los límites de un diagrama  $P-Q/P_{\max}$  (marco exterior y marco interior) en el PART según la potencia activa, expresada por la relación de su valor real respecto de la capacidad máxima en tanto por uno (pu) frente a la relación de potencia reactiva (Q) respecto de la capacidad máxima ( $P_{\max}$ ). La posición, el tamaño y la forma del marco interior son indicativos



(vi) El módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama  $P-Q/P_{\max}$  en los periodos de tiempo adecuados a los valores de consigna requeridos;

(vii) Para regímenes de funcionamiento por debajo del 10% de la capacidad máxima, el módulo de parque eléctrico queda exento de cumplir una capacidad mínima a este respecto, no obstante proveerá toda la capacidad que le sea posible. En todo caso, en tales circunstancias se aceptará que la instalación pueda inyectar o absorber potencia reactiva en el sentido contrario a lo que exige el control siempre que sea inferior al 3% de la capacidad máxima.

c) En cuanto a los modos de control de la potencia reactiva:

(i) El módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente ya sea mediante un modo de control de la tensión como mediante un modo de control del factor de potencia.

(ii) Para el modo de control de la tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de contribuir al control de la tensión en el PART mediante el intercambio de potencia reactiva con la red con una tensión de consigna que cubra entre 0,95 y 1,05 pu en pasos no superiores a 0,01 pu, con una pendiente dentro de un rango de al menos entre el 2 y el 7% en pasos no superiores al 0,5%. La potencia reactiva debe ser cero cuando el valor de tensión en red en el PART es igual a la consigna de tensión.

(iii) Se puede operar a consigna con o sin una banda muerta seleccionable en un rango entre cero y el  $\pm 5\%$  de la tensión de red de referencia 1 pu en pasos no superiores al 0,5%,

(iv) Tras una variación brusca de tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de lograr un 90% de la variación de la potencia reactiva en un tiempo  $t_1$  en un rango de entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo  $t_2$  en un rango de entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5% de la potencia reactiva máxima.

(v) A los efectos del inciso anterior (iv) se considerará, con carácter general,  $t_1$  igual a 5 segundos y  $t_2$  igual a 60 segundos. No obstante, el gestor de la red pertinente, con el acuerdo del operador del sistema, podrá definir otros valores cuando así estén justificados por motivos de seguridad en la red de distribución.

(vi) Para el modo de control del factor de potencia, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en el PART dentro del rango de potencia reactiva requerido, con un factor de potencia objetivo en pasos no superiores a 0,01. El gestor de red pertinente, con el acuerdo del operador del sistema, deberá especificar la tolerancia y el periodo de tiempo para alcanzar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino de la potencia activa. La tolerancia de la consigna de factor de potencia deberá expresarse a través de la tolerancia de su potencia reactiva correspondiente. Esta tolerancia de potencia reactiva deberá expresarse mediante un valor absoluto o mediante un porcentaje de la potencia reactiva máxima del módulo de parque eléctrico.

d) En cuanto al control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, se establece lo siguiente:

(i) Resulta de interés que el módulo de parque eléctrico disponga de la capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia de origen electromecánico en el sistema.

(ii) Las condiciones en las que esta capacidad pudiera, en su caso, ser provista se establecerán mediante acuerdo concreto con el operador del sistema. El acuerdo alcanzado deberá ser comunicado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, que deberá pronunciarse en el plazo de un mes sobre su conformidad con el mismo. Transcurrido ese plazo sin que haya tenido lugar pronunciamiento expreso, éste se entenderá realizado en sentido favorable.

(iii) En todo caso, las características de control de la tensión y la potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico no deberán tener efectos adversos sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

8.4.3 Capacidad de soportar perturbaciones de tensión. Los módulos de parque eléctrico deben cumplir los siguientes requisitos en relación con la capacidad de soportar perturbaciones de tensión en el sistema eléctrico:

a) Un módulo de parque eléctrico debe ser capaz de inyectar rápidamente corriente de falta en el PART en caso de faltas (trifásicas) equilibradas, en las condiciones siguientes:

(i) El módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de activar la inyección rápida de corriente de falta de una de las formas siguientes:

- Garantizando la inyección rápida de corriente de falta en el PART; o
- midiendo las variaciones de tensión en los terminales de las unidades individuales del módulo de parque eléctrico e inyectando rápidamente una corriente de falta en los terminales de estas unidades;

b) Asimismo, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de inyectar rápidamente corriente de falta en caso de faltas (monofásicas o bifásicas) desequilibradas.

c) A los efectos indicados en este apartado, letras a) y b) y del resto de aspectos de comportamiento durante huecos de tensión, aplicará lo establecido en el vigente PO12.3 peninsular en tanto no se apruebe un procedimiento de operación a nivel peninsular que desarrolle el requisito de inyección rápida de corriente de falta tal como establece el

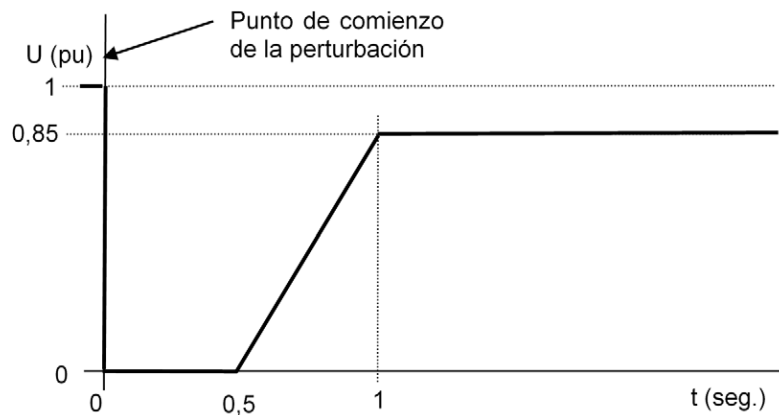
Reglamento (UE) 2016/631, en cuyo caso aplicará dicho nuevo procedimiento a estos efectos. En cualquier caso, se considerará de que la curva de hueco de tensión a soportar será la indicada en las letras d), e) y f) siguientes.

d) En cuanto a la capacidad para soportar huecos de tensión ante faltas equilibradas aplica lo siguiente:

(i) El módulo de parque eléctrico debe ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable ante una perturbación del sistema eléctrico, debida a faltas correctamente despejadas en la red de transporte, descrita por el perfil de tensión frente a tiempo mostrado en la Figura 8.

(ii) El perfil de tensión frente a tiempo describe el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases referidas al nivel de tensión de la red en el PART durante una falta equilibrada, en función del tiempo antes, durante y después de la falta.

Figura 8. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque de eléctrico. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo de la tensión en el PART, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta



e) Al respecto de la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas aplica lo siguiente:

(i) En el caso de cortocircuitos bifásicos a tierra o monofásicos, aplica el perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de la Figura 8 a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra.

(ii) En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, aplica el perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de la Figura 8.

f) Al objeto de facilitar la capacidad para soportar huecos de tensión por los módulos de parque de eléctrico, aplica lo siguiente:

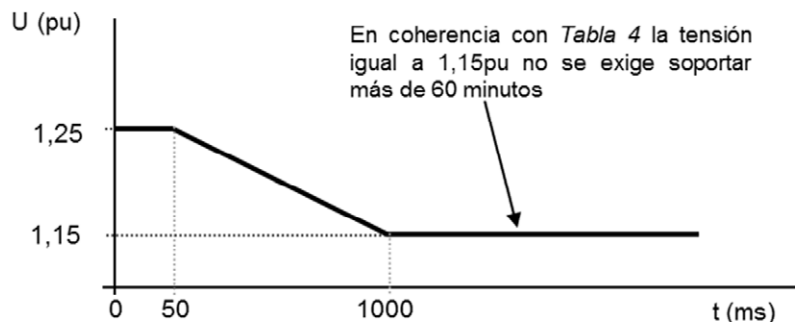
(i) Para tensiones en el PART inferiores a 0,1 pu (0,55 pu en el caso de faltas bifásicas aisladas de tierra) se permite el bloqueo en la electrónica de potencia (pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red).

(ii) El bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la tensión supere el valor de 0,1 pu (0,55 pu en el caso de faltas bifásicas aisladas de tierra).

g) En cuanto a la capacidad para soportar sobretensiones transitorias por los módulos de parque de eléctrico aplica lo siguiente:

(i) El módulo de generación de electricidad será capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el PART), en una o en todas las fases, de acuerdo a la Figura 9.

Figura 9. Tiempos mínimos de sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el PART) en una o en todas las fases del PART que el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de soportar sin desconectar



(ii) A este respecto, hay que señalar, a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

h) Asimismo, al objeto de facilitar la capacidad para soportar sobretensiones transitorias por los módulos de parque de eléctrico, se permite el bloqueo en la electrónica de potencia (pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red) para tensiones superiores a 1,15 pu en el PART y, en ausencia de mayor capacidad técnica, también en elementos interiores de la instalación. A este respecto, se cumplirá lo siguiente:

(i) El bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la tensión caiga por debajo del valor de 1,15 pu.

(ii) En el caso de que exista un transformador intermedio con cambiador de tomas en carga y la capacidad de los elementos interiores de la instalación sea tal que tenga que hacer uso de la posibilidad de bloqueo de la electrónica de potencia por tensión en dichos elementos, la gestión del cambiador será tal que minimice el uso de dicho bloqueo.

## ANEXO I

### Condiciones para la medida de perturbaciones en la red de transporte

Con objeto de poder hacer un seguimiento de las perturbaciones introducidas por cargas potencialmente perturbadoras a las que se da suministro, y obligar a la realización de acciones correctoras si se alcanzan los límites establecidos, se detallan a continuación las condiciones que se deben cumplir para realizar las medidas:

Para la definición de dichas condiciones, se han utilizado las series UNE-EN y IEC 61000-X-X [1] [2] [3] [4] [5] [6].

Las medidas deberán realizarse conforme a lo establecido en la norma IEC 61000-4-30 [1] para Clase A.

Desequilibrio de tensión. Las medidas se deben realizar en periodos de una duración mínima de una semana, siguiendo las recomendaciones de la IEC/TR 61000-3-13 [2].



Armónicos. Las medidas se deben realizar en periodos de una duración mínima de una semana, siguiendo las recomendaciones de la IEC/TR 61000-3-6 [3] y IEC 61000-4-7[4].

Parpadeo o Flicker. En lo referente a parpadeo (flicker) se deberán realizar las medidas siguiendo las condiciones especificadas en la norma IEC 61000-4-15 [5] y teniendo en cuenta lo dicho en IEC/TR 61000-3-7 [6]. Además, las medidas se deben realizar en períodos mínimos de una semana.

Referencias:

[1] IEC 61000-4-30 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 4-30: Testing and measurement techniques- Power quality measurement methods», Edition 2.0 2008-10.

[2] IEC/TR 61000-3-13 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 3-13: Limits–Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems». Edition 1.0 2008-02.

[3] IEC/TR 61000-3-6 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 3-6: Limits–Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems». Edition 2.0 2008-02.

[4] IEC 61000-4-7 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 4-7: Testing and measurement techniques. General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto». Edition 2.1 2009-10.

[5] IEC 61000-4-15 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 4-15: Testing and measurement techniques–Flickermeter–Functional and design specifications». Edition 2.0 2010-08.

[6] IEC/TR 61000-3-7 «Electromagnetic compatibility (EMC)–Part 3-7: Limits–Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems». Edition 2.0 2008-02.