

P.O. 1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema

1. Objeto

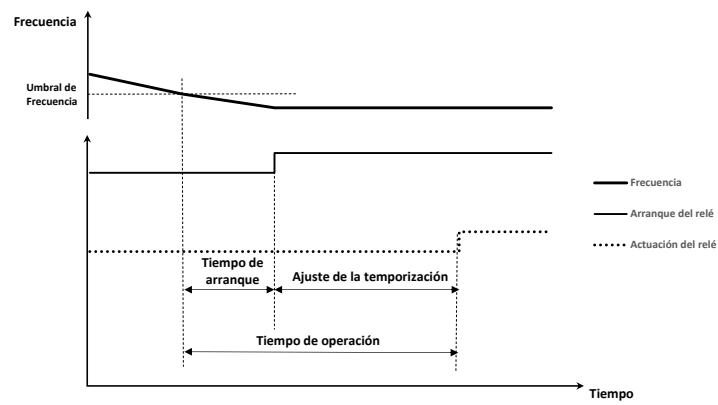
El objeto de este procedimiento de operación (P.O.) es definir los planes que se deben establecer para garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema eléctrico peninsular español y para llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

2. Definiciones

A efectos del presente P.O., se aplicarán las definiciones recogidas en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, en el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, en el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión que establece un código de red en materia de conexión de la demanda, en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, en el Real Decreto 647/2020 por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y en la Orden TED 749/2020 por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión o en la normativa que la sustituya.

Asimismo, serán de aplicación a este P.O. las siguientes definiciones:

- Tiempo de operación: tiempo transcurrido desde que la frecuencia del sistema alcanza el umbral definido hasta la actuación de la protección. Incluye el tiempo de arranque y el ajuste de la temporización.
- Tiempo de arranque: intervalo de tiempo desde que la frecuencia del sistema alcanza el umbral ajustado y el equipo detecta que se ha superado dicho umbral. Dependerá de las características internas de cada relé.
- Ajuste de la temporización: temporización voluntaria configurada por el responsable del equipo para confirmar que dicho umbral se ha superado y no es una medida espuria.
- Tiempo total de desconexión: tiempo transcurrido desde que la frecuencia del sistema alcanza el umbral definido hasta la desconexión del elemento de la red. Incluye el tiempo de apertura de los interruptores cuando corresponda.



- Equipamiento de almacenamiento: es el equipamiento de una instalación que posibilita almacenar energía y diferir su inyección a la red de acuerdo con la definición al respecto establecida en el artículo 6 de la Ley 24/2013, independientemente de que esté conectado en una red interior de un consumidor e independientemente de que tenga capacidad técnica y legal de ser reversible.

2.3. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica a:

- a) El operador del sistema (OS).
- b) ~~Las empresas propietarias de instalaciones de la red gestionada por el OS (RG)~~ El transportista único.
- c) Los gestores de la red de distribución (GRD) conectados a la red de transporte (RdT), distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.
- d) Los titulares de instalaciones de generación, cualquiera que sea su tipo o punto de conexión. Las empresas propietarias de grupos generadores conectados a la RG y, en lo que se refiere a los planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia y planes de desconexión de generación por máxima frecuencia, a todas las instalaciones de generación acopladas al Sistema Eléctrico Peninsular, con independencia de su potencia o punto de conexión.
- e) Los titulares de equipamientos de almacenamiento cualquiera que sea su punto de conexión.
- f) Los titulares de instalaciones de consumo que estén conectadas a la RdT.
- g) Los centros de control de generación y demanda habilitados por el OS.

3.4. Establecimiento de los planes de seguridad

El OS deberá establecer, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, los planes de actuación que permitan hacer frente, de forma sistemática y coherente, a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema.

Los planes de actuación, en función del objetivo perseguido, se clasifican en: Pplanes de Ssalvaguarda, Pplanes de Eemergencia y Pplanes de Rreposición del Sservicio.

4.5. Planes de Ssalvaguarda

~~El OS establecerá Planes de Salvaguarda en todos aquellos casos en los que sea necesario para prevenir el desencadenamiento de incidentes que puedan tener una repercusión notable en el suministro o sobre los grupos generadores.~~

El objetivo de los planes de salvaguarda es garantizar la seguridad del sistema evitando posibles incidentes ante situaciones predecibles y previamente analizadas, motivadas por trabajos o situaciones especiales de la RdT.

La necesidad de establecer un Pplanes de Ssalvaguarda se basará en el análisis de las contingencias contempladas en los criterios de seguridad ~~de la operación del sistema (P.O. 1.1)~~ recogidos en el P.O.1.1 y en la valoración de las repercusiones que podrían tener sobre el sistema.

En estos Pplanes de Ssalvaguarda se recogerán las acciones preventivas precontingencia a adoptar en aquellas situaciones en las que las repercusiones puedan ser graves para el sistema y no puedan llevarse a cabo acciones correctivas postcontingencia de forma rápida y segura. Así mismo, se identificarán las acciones correctivas postcontingencia que se deberían tomar ~~los operadores~~ para devolver ~~el al~~ sistema a la condición de funcionamiento normal. ~~Establecerán también las acciones preventivas que será necesario adoptar a priori, en los casos en los que las~~

repercusiones puedan ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la zona).

5.6. Planes de emergencia

El objetivo de los Planes de Emergencia es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes, una vez que se han producido éstos.

El OS establecerá los correspondientes planes de Emergencia que podrán incluir tanto la actuación de esquemas automáticos de protección como la adopción de medidas específicas de operación.

Entre los primeros se pueden destacar los siguientes:

Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia:

6.1. Esquemas automáticos de protección

5.1.1.6.1.1. Sistema de reducción automática de potencia y automatismos de teledisparo de instalaciones de generación:

El OS establecerá podrá utilizar los planes automatismos para el de teledisparo de las instalaciones de producción y de bombeo y el sistema de reducción automática de potencia de instalaciones de almacenamiento, demanda, producción y bombeo para mantener la seguridad del sistema de instalaciones de generación en aquellas zonas excedentarias de potencia en las que determinadas contingencias que afecten a ejes de interconexión con otras áreas, puedan provocar sobrecargas importantes en los restantes ejes de interconexión, o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

La decisión última con relación a la participación en el sistema de reducción automática de potencia o a la instalación de automatismos de teledisparo de instalaciones de generación queda en manosees responsabilidad de los propietarios de estas instalaciones. En cualquier caso, tanto los costes derivados de la participación o la instalación de cualquiera de ellos del teledisparo como, en su caso, las posibles implicaciones que sobre el funcionamiento de la instalación de generación tuviera su no instalación participación, serán asumidos por los propietarios de estas instalaciones.

6.1.2. Esquema automático de control de subfrecuencia

El esquema automático de control de subfrecuencia incluye la contribución del modo de regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia (MRPFL-U), la contribución de los equipamientos de almacenamiento y un esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia.

Para aquellas instalaciones de generación que no les sean de aplicación los requisitos establecidos en la Orden TED/749/2020, Las protecciones de mínima subfrecuencia de las instalaciones de generación deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por subfrecuencia, por lo que éstos sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, temporizado con 3 segundos, como mínimo.

Para aquellas instalaciones de generación que les sean de aplicación los requisitos establecidos en la Orden TED/749/2020 o en la normativa que la sustituya, deberán permanecer conectadas y funcionando dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en dicha normativa.

6.1.2.1. Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia (MRPFL-U)

Los módulos de generación de electricidad (MGE) y los equipamientos de almacenamiento que dispongan de la capacidad de regulación MRPFL-U de acuerdo a la normativa de aplicación, deberán activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acuerdo a los ajustes establecidos por el OS.

6.1.2.2. Equipamientos de almacenamiento

El tiempo total de desconexión de las protecciones o de los controles de los equipamientos de almacenamiento deberá ser inferior a 210 ms.

La desconexión de los grupos de bombeo se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:

49.5 Hz: 50% de los grupos de bombeo acoplados de cada emplazamiento que estén bombeando.

49.3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo acoplados de cada emplazamiento que estén bombeando.

En ningún caso será admisible la reconexión automática de la carga. Dicha reconexión se realizará siguiendo las instrucciones del OS.

El resto de los equipamientos de almacenamiento con capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red, deberán disponer de un control de bloqueo de consumo de potencia o de una protección de desconexión por subfrecuencia.

Los ajustes de frecuencia de este control o protección deberán ser ajustables considerándose por defecto el valor 49,2 Hz, salvo indicación en contra del OS. La desconexión de los equipamientos o bloqueo de potencia de consumo se realizará siempre que su consumo sea superior al 5% de su potencia de referencia "Pmax" utilizada por el Reglamento (UE) 2016/631.

Una vez activada la protección de desconexión o el control de bloqueo de consumo, la desactivación del mismo o la reconexión del equipamiento se llevará a cabo según los siguientes criterios:

- En el caso de los equipamientos de almacenamiento con obligación de envío de telemida al OS no se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus centros de control de generación y demanda.
Este modo de proceder podrá extenderse a otros equipamientos de almacenamiento en función de la evolución de la instalación de los equipamientos de almacenamiento en el sistema.
- Para el resto de los equipamientos de almacenamiento se permitirá la desactivación del control de bloqueo o la reconexión a la red de forma automática cuando la frecuencia se haya mantenido por encima de 49,95 Hz durante más de 1 minuto.

6.1.2.3. Esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia

El OS establecerá ~~los planes~~el esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

~~Estos planes~~El esquema de deslastre se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por ~~mínima~~subfrecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

~~Los planes de deslastre de cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y deslastrando, a valores inferiores de frecuencia, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.~~

Esta desconexión se realizará entre 49 y 48 Hz teniendo en cuenta los criterios establecidos en el artículo 15 del Reglamento (UE) 2017/2196.

El OS comunicará los ajustes y el porcentaje de carga a deslastrar a los consumidores conectados a la RdT a los que les sea de aplicación el Reglamento (UE) 2016/1388 y a los GRD. Esta desconexión se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:

~~49.5 Hz: 50% de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.~~

~~49.3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.~~

~~49 Hz: 15% de la carga total real del sistema.~~

~~48.7 Hz: 15% de la carga total real del sistema.~~

~~48.4 Hz: 10% de la carga total real del sistema.~~

~~48.0 Hz: 10% de la carga total real del sistema.~~

En ningún caso será admisible la reconexión automática de la carga. Dicha reconexión se realizará siguiendo las instrucciones del OS.

6.1.3. Esquema automático de control de sobrefrecuencia

El esquema automático de control de sobrefrecuencia incluye la contribución del modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia (MRPFL-O) y un esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia.

Aquellas instalaciones de generación que les sean de aplicación los requisitos establecidos en la Orden TED/749/2020 o en la normativa que la sustituya, deberán permanecer conectadas y funcionando dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en dicha normativa, salvo que el OS notifique un ajuste de desconexión inferior.

Los MGE deberán disponer de una protección de desconexión por sobrefrecuencia. Los equipamientos de almacenamiento deberán disponer de un control de bloqueo de generación de potencia o una protección de desconexión por sobrefrecuencia. Los umbrales de frecuencia de este control o protección deberán ser ajustables.

6.1.3.1. Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia (MRPFL-O)

Los MGE y los equipamientos de almacenamiento que dispongan de la capacidad de regulación MRPFL-O de acuerdo a la normativa de aplicación, deberán activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acuerdo a los ajustes establecidos por el OS.

5.1.1.1-6.1.3.2. Planes-Esquema de desconexión de generación por máxima frecuenciasobrefrecuencia

~~El OS establecerá los planes de desconexión de generación necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.~~

El esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de desconexión escalonada de generación por máxima frecuencia sobrefrecuencia, para conseguir una desconexión controlada de la generación que permita recuperar el equilibrio entre generación y demanda. Los escalones de desconexión de generación se establecerán en el rango de 50,5 y 51 Hz.

~~Con el fin de recuperar la controlabilidad del sistema y la predictibilidad de su comportamiento en una situación en la que está fuera de su punto de equilibrio se realizará la desconexión de la generación no gestionable de instalaciones de potencia instalada igual o mayor de 10 MW de acuerdo con los siguientes escalones, sin ningún tipo de temporización:~~

~~50.5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~50.6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~50.7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~50.8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~50.9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~51 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.~~

~~El OS determinará las instalaciones que deben desconectar en cada escalón.~~

Los módulos de generación de electricidad síncronos (MGES) cuya potencia instalada sea menor a 50 MW y los módulos de parque eléctrico (MPE) formarán parte del esquema de desconexión de generación, siempre y cuando no dispongan de control MRPFL-O de acuerdo a la normativa de aplicación. La desconexión se efectuará sin ningún tipo de temporización salvo que se indique lo contrario según los siguientes criterios:

Para los MPE de potencia instalada igual o mayor a 10 MW, el OS comunicará el ajuste de frecuencia que tendrán que implementar.

Los MPE de potencia instalada menor a 10 MW, desconectarán cuando la frecuencia alcance los 51 Hz con una temporización de 200 ms.

Los MGES, cuya potencia instalada sea menor a 50 MW, desconectarán cuando la frecuencia alcance los 51 Hz.

En ningún caso, estas las instalaciones de generación con obligación de adscripción a un centro de control se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus cCentros de cControl.

~~Todas las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor de 10 MW desconectarán con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su La reconexión de las instalaciones sin obligación de adscripción a un centro de control sólo se realizará cuando la frecuencia esté por debajo de 50,05 Hz durante, al menos, 1 minuto, alcance un valor menor o igual a 50 Hz.~~

El resto de Las instalaciones de generación que no participan en el esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia de régimen especial gestionable deberán desconectar cuando la frecuencia supera el valor de 51 Hz, y las instalaciones de producción de régimen ordinario no desconectarán mientras la frecuencia no supere los 51,5 Hz. La reconexión de estas instalaciones por la actuación de sus protecciones de sobrefrecuencia se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus centros de control de generación y demanda.

6.2. Medidas específicas de la operación

Además de los esquemas automáticos de protección, el OS establecerá medidas y procedimientos específicos ya recogidos en otros P.O. para gestionar los desvíos de frecuencia, tensión y flujos de energía, con el objetivo de minimizar el alcance y la extensión de los incidentes. Entre estas medidas el OS podrá hacer uso de los redespachos de generación y la modificación o anulación de los programas de intercambios internacionales.

6.7. Planes de reposición del servicio

Los Pplanes de reposición tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado cortes de mercado.

Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

El OS desarrollará y mantendrá actualizados los Pplanes de Rreposición del sistema eléctrico, que deberán ser conocidos y aplicados, en su caso, por los operadores de los centros de control implicados. Asimismo, el OS será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición del servicio que tengan lugar.

En el caso de producirse un incidente zonal o peninsularnacional, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistasagentes implicados procederán a efectuar la reposición rápida del servicio, conforme a las indicaciones establecidas en los Pplanes de Rreposición correspondientes y bajo la dirección del OS.

8. Pruebas

En el Anexo I se recogen las pruebas mínimas a llevar a cabo en los relés con función de deslastre de cargas por subfrecuencia y en los sistemas de comunicación herramientas y equipos necesarios en los planes de reposición para el sistema eléctrico peninsular español, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/2196.

ANEXO I

Pruebas a los relés de deslastre por subfrecuencia y a los sistemas de comunicación, herramientas y equipos necesarios en los planes de reposición

1. Introducción

En este anexo se describen las pruebas a los relés de deslastre por subfrecuencia y a los sistemas de comunicación, herramientas y equipos considerados en reposición para el sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

Las pruebas recogidas en el presente documento no excluyen al resto de trabajos y pruebas necesarios dentro de las gamas de mantenimiento, para garantizar la funcionalidad completa de los equipos atendiendo a las recomendaciones de fabricantes y a otras normativas.

2. Definiciones

En el documento son de aplicación las siguientes definiciones:

Relé digital numérico con función de autosupervisión telegestionado: Relé digital de tecnología numérica con funciones de autosupervisión capaz de detectar anomalías en su hardware y software. Dichas anomalías son enviadas a un centro de control encargado de comunicarlas al personal responsable de las instalaciones.

Relé digital numérico con función de autosupervisión no telegestionado: Relé digital de tecnología numérica con funciones de autosupervisión capaz de detectar anomalías en su hardware y software. Dichas anomalías no son enviadas a ningún centro de control.

Verificación: Aportación de evidencia objetiva de que un elemento dado satisface los requisitos especificados.

Relación de exactitud (TAR): La TAR o relación de exactitud, se calcula como el cociente entre el error permitido del equipo bajo prueba y la exactitud del patrón empleado para la verificación.

3. Evaluación de la conformidad de los relés con función de deslastre de cargas por subfrecuencia

Las pruebas de verificación se llevarán a cabo con equipos de inyección de tensión verificados, que presenten una relación de exactitud -TAR- respecto al equipo bajo prueba mayor o igual a 3.

3.1. Pruebas durante la puesta en servicio

Durante la puesta en servicio de los relés con función de deslastre por subfrecuencia se llevarán a cabo como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Verificación de entradas y salidas: se deberá comprobar que todas las entradas y salidas digitales y analógicas del relé funcionan correctamente y no presentan daños ni interrupciones. Para las salidas de disparo, deberá verificarse que existe continuidad en toda la cadena del circuito de disparo.
- b) Pruebas de escalón de frecuencia: partiendo de tensión y frecuencia nominal, se inyectará una señal alterna sinusoidal pura a 50 Hz, – equilibrada en caso de inyecciones trifásicas –, durante 1 segundo y se probarán los siguientes saltos de tipo escalón de frecuencia:

- Escalón 1: $f_{nominal} - (f_{arranque\ nominal} + 20\text{ mHz})$. Se verificará que no se produce la activación del contacto de salida del relé.
- Escalón 2: $f_{nominal} - (f_{arranque\ nominal} - 20\text{ mHz})$. Se verificará que se produce la activación del contacto de salida del relé.
- c) Pruebas de rampa de frecuencia: partiendo de tensión y frecuencia nominal se aplicará una tensión alterna sinusoidal pura a 50 Hz, –equilibrada en caso de inyecciones trifásicas–, reduciendo el valor de la frecuencia de forma continua conforme a la fórmula indicada en el Anexo A del documento UNE-EN IEC 60255-181:2019 hasta alcanzar el valor ajustado en el relé, considerando los siguientes parámetros:
 - Amp: valor eficaz de la tensión nominal fase-tierra en el punto de medida del relé ($\sqrt{2}V_{nom,f-t}$).
 - f_0 : frecuencia inicial de la señal. Se partirá de 50 Hz
 - f_{slope} : valor de la pendiente de frecuencia a aplicar durante la prueba. La prueba se llevará a cabo con dos valores de pendiente de frecuencia diferentes, -0.2 Hz/s y -1 Hz/s
 - t_0 : instante en el cual se comienza a variar la frecuencia de la señal de 50 Hz. Se mantendrá una inyección de 1 segundo sin variar la frecuencia antes de comenzar a reducirla
 - φ_0 : será igual a 0
- d) Pruebas del módulo de bloqueo por subtensión: Se repetirán las pruebas de escalón y rampa de frecuencia verificando la correcta actuación del bloqueo de tensión en el valor ajustado.

Las pruebas de escalón de frecuencia, rampa de frecuencia y del módulo de bloqueo por subtensión se repetirán 5 veces, debiendo realizarse una inyección trifásica, cuando el equipo realice el cálculo de frecuencia a partir de la medida de tensión de las tres fases, y una inyección monofásica, cuando el equipo realice el cálculo de frecuencia a partir de la medida de tensión en una única fase.

Los valores de tiempo de operación para cada prueba se calcularán como la media de los 5 valores registrados.

El tiempo de operación se medirá desde que el umbral de arranque del relé haya sido superado hasta que se produzca la operación del contacto de salida del relé.

Se considerará que las pruebas de escalón de frecuencia, rampa de frecuencia y del módulo de bloqueo por subtensión se han efectuado con éxito siempre que:

- a) el valor medio de tiempo de operación sea menor que 150 ms para aquellas instalaciones que no tengan la consideración de existentes de conformidad con lo previsto en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión y la normativa que lo desarrolle o menor de 200 ms para el resto de instalaciones, y
- b) no se haya observado ningún rebote en los contactos de salida.

Las pruebas descritas en el apartado 3.1 podrán ser sustituidas por las indicadas en el apartado 3.2 siempre que, para el equipo instalado (modelo y firmware), exista un informe previo de homologación de la función de subfrecuencia que recoja el resultado de estos ensayos y el cumplimiento de los requisitos especificados.

3.2. Pruebas periódicas

Cuando el relé con función de deslastre de cargas por subfrecuencia instalado sea digital numérico con función de autosupervisión y telegestionado, se llevarán a cabo, como mínimo cada doce años, las siguientes pruebas:

- a) Verificación de entradas y salidas: se deberá comprobar que todas las entradas y salidas digitales y analógicas del relé funcionan correctamente y no presentan

daños ni interrupciones. Para las salidas de disparo, deberá verificarse que existe continuidad en toda la cadena del circuito de disparo, no siendo necesario realizar la apertura real del interruptor si existe registro de operación del mismo desde la última prueba.

- b) Verificación medida de tensión y frecuencia: Se deberá verificar que el valor medido por el relé tenga un error en tensión inferior al 2% y un error en frecuencia inferior a 10 mHz respecto al valor inyectado -valor patrón-.

Para verificar la medida de tensión, se deberá verificar la medida en el relé, mediante inyección en el devanado secundario del transformador de tensión de los siguientes valores:

- Tensión de valor eficaz igual al valor nominal de la tensión en el punto de medida del relé.
- Tensión de valor eficaz igual al del ajuste de la unidad de bloqueo por subtensión del relé con función de deslastre por subfrecuencia.

Cuando el relé con función de deslastre de cargas por subfrecuencia instalado sea digital numérico con función de autosupervisión no telegestionado, se llevarán a cabo, como mínimo cada seis años, las pruebas periódicas exigidas a los relés telegestionados y adicionalmente:

- a) Verificación del estado de leds y registros de eventos: se verificará que no existen leds de anomalía activados y que los registros de eventos no muestran incidencias en el funcionamiento del relé.

Para el resto de relés con función de deslastre de cargas por subfrecuencia se llevarán a cabo, como mínimo cada tres años, las mismas pruebas de la puesta en servicio.

4. Pruebas de los sistemas de comunicación, herramientas y equipos

Las pruebas se llevarán a cabo conforme lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión.

5. Responsabilidad de la conformidad de las pruebas

El propietario de los equipos será responsable de llevar a cabo las pruebas conforme a las condiciones establecidas en este anexo, así como de guardar los registros e informes que acrediten el cumplimiento, anotando cualquier anomalía o incidencia detectada en la prueba.

Cuando las pruebas no se hayan efectuado con éxito conforme a las condiciones establecidas, deberán ser subsanados los defectos que ocasionaron el incumplimiento y deberán ser repetidas las pruebas.

El OS podrá solicitar los registros e informes de las pruebas cuando lo considere necesario para evaluar el correcto funcionamiento de todos los equipos y capacidades consideradas.