Este texto es exclusivamente un instrumento de documentación y no surte efecto jurídico. Las instituciones de la UE no asumen responsabilidad alguna por su contenido. Las versiones auténticas de los actos pertinentes, incluidos sus preámbulos, son las publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea, que pueden consultarse a través de EUR-Lex. Los textos oficiales son accesibles directamente mediante los enlaces integrados en este documento

►**B**

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

(Texto pertinente a efectos del EEE)

(DO L 312 de 28.11.2017, p. 54)

Rectificado por:

►**C1** Rectificación, DO L 31 de 1.2.2019, p. 108 (2017/2196)

▼B

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

(Texto pertinente a efectos del EEE)

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1

Objeto

A los efectos de salvaguardar la seguridad de la operación, impedir la propagación o el deterioro de un incidente a fin de evitar una perturbación generalizada y el estado de apagón, así como a fin de permitir la reposición rápida y eficaz del sistema eléctrico después de un estado de emergencia o apagón, el presente Reglamento establece un código de red que determina los requisitos relativos a los siguientes extremos:

a) la gestión por parte de los GRT de los estados de emergencia, apagón y reposición;

b) la coordinación de la operación del sistema en toda la Unión en los estados de emergencia, apagón y reposición;

c) las simulaciones y pruebas para garantizar una reposición fiable, eficaz y rápida de las redes interconectadas de transporte al estado normal después de un estado de emergencia o apagón;

d) las herramientas y equipos necesarios para garantizar una reposición fiable, eficaz y rápida de las redes interconectadas de transporte al estado normal después de un estado de emergencia o apagón.

Artículo 2

Ámbito de aplicación

1. El presente Reglamento se aplicará a los GRT, GRD, USR, proveedores de servicios en emergencia, proveedores de servicios de reposición, sujetos de liquidación, proveedores de servicios de balance, operadores designados del mercado de la electricidad y otras entidades designadas para ejecutar las funciones del mercado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 ([1]) y el Reglamento (UE) 2016/1719 ([2]) de la Comisión.

([1]) Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (DO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

([2]) Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (DO L 259 de 27.9.2016, p. 42).

▼B

2. El presente Reglamento se aplicará en particular a los USR siguientes:

a) los módulos de generación de electricidad existentes y nuevos clasificados como de tipo C y D de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión ([1]);

b) los módulos de generación de electricidad existentes y nuevos clasificados como de tipo B de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, cuando estén identificados como USR de conformidad con el artículo 11, apartado 4, y el artículo 23, apartado 4;

c) las instalaciones de demanda existentes y nuevas conectadas a la red de transporte;

d) redes de distribución cerradas conectadas a la red de transporte, nuevas y existentes;

e) los proveedores de redespacho de módulos de generación de electricidad o instalaciones de demanda mediante agregación y proveedores de potencia activa de reserva de conformidad con el título 8 del Reglamento (UE) 2017/1485, y

f) los sistemas de corriente continua en alta tensión («HVDC») existentes y nuevos y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 4, apartado 1, del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión ([2]).

3. El presente Reglamento se aplicará a los módulos de generación de electricidad existentes y nuevos de tipo A, de conformidad con los criterios establecidos en el artículo del Reglamento (UE) 2016/631, a los módulos de generación de electricidad existentes y nuevos de tipo B distintos de los mencionados en el apartado 2, letra b), y a las instalaciones de demanda existentes y nuevas, las redes de distribución cerradas y los terceros que ofrezcan gestión de la demanda cuando puedan considerarse proveedores de servicios en emergencia o de servicios de reposición con arreglo al artículo 4, apartado 4.

4. Los módulos de generación de electricidad de tipo A y de tipo B mencionados en el apartado 3, las instalaciones de demanda y las redes de distribución cerradas que ofrezcan gestión de la demanda pueden cumplir los requisitos del presente Reglamento, o bien directa, o bien indirectamente a través de terceros, en los términos y condiciones establecidos de acuerdo con el artículo 4, apartado 4.

5. El presente Reglamento se aplicará a las unidades de almacenamiento de energía de un USR, a un proveedor de servicios en emergencia o a un proveedor de servicios de reposición que puedan utilizarse para equilibrar el sistema, siempre y cuando estén identificados como tales en los planes de emergencia del sistema, los planes de reposición, o en el contrato de servicios pertinente.

([1]) 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 (DO L 112 de 27.4.2016, p. 1).

([2]) Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, 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 (DO L 241 de 8.9.2016, p. 1).

▼B

6. El presente Reglamento se aplicará a todas las redes de transporte, redes de distribución y e interconexiones de la Unión, excepto las redes de transporte y las redes de distribución, o a partes de la red de transporte o de la red de distribución de islas de Estados miembros cuya red no esté conectada de forma síncrona a las zonas síncronas de Europa Continental, Gran Bretaña, Países Nórdicos, Irlanda e Irlanda del Norte o Estados Bálticos, siempre y cuando este funcionamiento asíncrono no sea consecuencia de una perturbación.

7. En los Estados miembros en los que haya más de un operador de red de transporte, el presente Reglamento se aplicará a todos los operadores de la red de transporte de dicho Estado miembro. Cuando un operador de red de transporte no tenga una función concerniente a una o más obligaciones en virtud del presente Reglamento, los Estados miembros podrán disponer que la responsabilidad de cumplir con dichas obligaciones se asigne a uno o más operadores diferentes, específicos de la red de transporte.

8. Los GRT de Lituania, Letonia y Estonia, durante el tiempo y en la medida en que operen en modo síncrono en una zona síncrona en la que no todos los países estén vinculados por la legislación de la Unión, están exentos de la aplicación de los artículos 15, 29 y 33, salvo disposición en contrario de un acuerdo de cooperación con GRT de un tercer país que constituya la base de su cooperación en lo que se refiere a la gestión segura del sistema de conformidad con el artículo 10.

Artículo 3

Definiciones

A los efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones que figuran en el artículo 2 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]), el artículo 2 del Reglamento (CE) n.º 714/2009, el artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión ([2]), el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión ([3]), el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1719, y el artículo 2 del Reglamento (UE) 2017/1485.

Además, se entenderá por:

1) «proveedor de servicios en emergencia»: una persona jurídica obligada legal o contractualmente, a prestar un servicio que contribuya a una o a varias medidas del plan de emergencia del sistema;

2) «proveedor de servicios de reposición»: una persona jurídica obligada legal o contractualmente, a prestar un servicio que contribuya a una o a varias medidas del plan de reposición;

([1]) Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

([2]) Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 163 de 15.6.2013, p. 1).

([3]) Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (DO L 223 de 18.8.2016, p. 10).

▼B

3) «usuario de red significativo de alta prioridad»: un usuario significativo de la red que goza de condiciones especiales a efectos de desconexión y reenergización;

4) «demanda neta»: el valor neto de potencia activa en un punto concreto del sistema, calculado como (carga-generación), expresado generalmente en kilovatios (kW) o megavatios (MW), en un instante concreto o como promedio en un intervalo de tiempo determinado;

5) «plan de reposición»: todas las medidas técnicas y organizativas necesarias para la reposición del sistema al estado normal;

6) «reenergización»: reconexión de la generación y la carga para energizar las partes del sistema que hayan sido desconectadas;

7) «estrategia de reenergización de arriba hacia abajo»: estrategia que exige la ayuda de otros GRT para reenergizar las partes del sistema de un GRT;

8) «estrategia de reenergización de abajo hacia arriba»: estrategia mediante la cual puede reenergizarse parte del sistema de un GRT sin la ayuda de otros GRT;

9) «resincronización»: sincronización y conexión de nuevo de dos regiones sincronizadas en el punto de resincronización;

10) «coordinador de frecuencia»: el GRT nombrado responsable de la gestión de la frecuencia del sistema dentro de una región sincronizada o de una zona síncrona a fin de restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal;

11) «región sincronizada»: la fracción de una zona síncrona cubierta por GRT interconectados con una frecuencia común de sistema y que no está sincronizada con el resto de la zona síncrona;

12) «coordinador de resincronización»: el GRT nombrado responsable de la resincronización de dos regiones síncronas;

13) «punto de resincronización»: el dispositivo utilizado para conectar dos regiones sincronizadas, normalmente un interruptor.

Artículo 4

Aspectos reglamentarios

1. Al aplicar el presente Reglamento, los Estados miembros, las autoridades reguladoras, las entidades competentes y los operadores de sistema deberán:

a) aplicar los principios de proporcionalidad y no discriminación;

b) garantizar la transparencia;

▼B

c) aplicar el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor coste total para todas las partes implicadas;

d) garantizar que los GRT utilicen los mecanismos de mercado en la medida de lo posible para asegurar la seguridad y estabilidad de la red;

e) respetar las restricciones técnicas, jurídicas y de seguridad personal y de protección;

f) respetar la responsabilidad asignada al GRT pertinente para garantizar la seguridad del sistema, incluidas las disposiciones requeridas por la legislación nacional;

g) consultar a los GRD pertinentes y tener en cuenta el posible impacto en su sistema, y

h) tener en cuenta las normas europeas y las especificaciones técnicas acordadas.

2. Cada GRT presentará las siguientes propuestas a la autoridad reguladora pertinente para su aprobación de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE:

a) los términos y condiciones para ejercer de proveedores de servicios en emergencia sobre una base contractual de conformidad con el apartado 4;

b) los términos y condiciones para ejercer de proveedores de servicios de reposición sobre una base contractual de conformidad con el apartado 4;

c) la lista de los USR responsables de implementar en sus instalaciones las medidas derivadas de los requisitos obligatorios establecidos en los Reglamentos (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 y (UE) 2016/1447 y/o de la normativa nacional, así como la lista de las medidas que deberán implementar estos USR, determinadas por los GRT con arreglo al artículo 11, apartado 4, letra c), y al artículo 23, apartado 4, letra c);

d) la lista de los usuarios prioritarios de la red referidos en el artículo 11, apartado 4, letra e), y en el artículo 23, apartado 4, letra d), o los principios aplicados para definir esas condiciones de desconexión y reenergización de los usuarios prioritarios de la red, salvo si han sido definidas por la legislación nacional de los Estados miembros;

e) las normas de suspensión y restablecimiento de las actividades del mercado de conformidad con el artículo 36, apartado 1;

f) normas concretas de liquidación de desvíos y de liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades de mercado de conformidad con el artículo 39, apartado 1;

g) el plan de pruebas, de conformidad con el artículo 43, apartado 2.

▼B

3. Cuando un Estado miembro así lo haya dispuesto, las propuestas a que se refiere el apartado 2, letras a) a d) y g), podrán presentarse para su aprobación a una entidad distinta de la autoridad reguladora. Las autoridades reguladoras y las entidades designadas por los Estados miembros con arreglo al presente apartado tomarán una decisión sobre las propuestas a que hace referencia el apartado 2 en un plazo de seis meses desde la fecha de presentación por el GRT.

4. Las condiciones para ejercer de proveedor de servicios en emergencia y de proveedor de servicios de reposición se establecerán o bien en el marco jurídico nacional, o bien sobre una base contractual. Si se establecen sobre una base contractual, cada GRT elaborará a más tardar el 18 de diciembre de 2018 una propuesta de las condiciones pertinentes, que determinarán como mínimo:

a) las características del servicio que deba prestarse;

b) la posibilidad de agregación y las condiciones correspondientes, y

c) para los proveedores de servicios de reposición, la distribución geográfica objetivo de las fuentes de energía con capacidad de arranque autónomo y funcionamiento en isla.

5. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT comunicará a la autoridad reguladora o a la entidad designada por el Estado miembro el plan de emergencia del sistema elaborado con arreglo al artículo 11 y el plan de reposición elaborado con arreglo al artículo 23, o como mínimo los siguientes elementos de dichos planes:

a) los objetivos del plan de emergencia del sistema y del plan de reposición, incluidos los fenómenos que deban gestionarse o las situaciones que deban resolverse;

b) las condiciones que dan lugar a la activación de las medidas del plan de emergencia del sistema y del plan de reposición;

c) la justificación de cada medida que explique el modo en que contribuye a los objetivos del plan de emergencia del sistema y del plan de reposición, así como la parte responsable de implementar esas medidas, y

d) los plazos establecidos de conformidad con los artículos 11 y 23 para la implementación de las medidas.

6. Cuando en virtud del presente Reglamento un GRT está obligado o autorizado a especificar, establecer o acordar requisitos, condiciones o metodologías que no exijan aprobación de conformidad con el apartado 2, los Estados miembros podrán exigir su aprobación previa por la autoridad reguladora, la entidad designada por el Estado miembro u otras autoridades competentes de los Estados miembros.

7. Si un GRT considera necesaria una modificación, aprobada de conformidad con el apartado 3, de los documentos, los requisitos previstos en los apartados 2 a 5 se aplicarán a la modificación propuesta. Los GRT que propongan una modificación tendrán en cuenta las expectativas legítimas, en caso necesario, de los propietarios de instalaciones de generación de energía, los propietarios de instalaciones de demanda y demás partes interesadas, sobre la base de los requisitos o metodologías inicialmente especificados o acordados.

▼B

8. Toda parte podrá interponer una reclamación contra un gestor de red pertinente o GRT en relación con las obligaciones o decisiones de dicho gestor de red pertinente o GRT con arreglo al presente Reglamento y podrá presentar la reclamación ante la autoridad reguladora, quien, en su calidad de organismo competente en la resolución de conflictos, emitirá una decisión en los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá prorrogarse otros dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. También podrá prorrogarse con el consentimiento del demandante. La decisión de la autoridad reguladora será vinculante a menos que sea revocada a raíz de un recurso y hasta el momento en que lo sea.

Artículo 5

Consulta y coordinación

1. Cuando este Reglamento disponga que un GRT deberá consultar a las partes interesadas las actuaciones que determine antes de tiempo real o en tiempo real, será de aplicación el procedimiento siguiente:

a) el GRT se coordinará con al menos las partes identificadas en los artículos del presente Reglamento que exijan consultas;

b) el GRT explicará la justificación y el objetivo de la consulta y de la decisión que deba tomar;

c) el GRT recogerá de todas las partes referidas en la letra a) cualquier información pertinente y la evaluación correspondiente;

d) la GRT tendrá debidamente en cuenta las opiniones, situaciones y limitaciones de las partes consultadas;

e) antes de tomar una decisión, el GRT facilitará una explicación a las partes consultadas de las razones por las que ha compartido o no sus opiniones.

2. Cuando este Reglamento disponga que un GRT deba coordinar la ejecución de una serie de actuaciones en tiempo real con varias partes, será de aplicación el procedimiento siguiente:

a) el GRT se coordinará con al menos las partes identificadas en los artículos del presente Reglamento que exijan coordinación en tiempo real;

b) el GRT explicará la justificación y el objetivo de la coordinación y de las actuaciones que se deban efectuar;

c) el GRT presentará una propuesta inicial de las actuaciones que deba efectuar cada parte;

d) el GRT recogerá de todas las partes referidas en la letra a) cualquier información pertinente y la evaluación correspondiente;

e) el GRT presentará una propuesta final de las acciones que deba efectuar cada parte, teniendo debidamente en cuenta las opiniones, situaciones y limitaciones de las partes interesadas y estableciendo un plazo para que las partes expresen su oposición a las actuaciones propuestas por el GRT;

▼B

f) cuando las partes interesadas no se opongan a la ejecución de las actuaciones propuestas por el GRT, cada parte, incluido el GRT, ejecutará las actuaciones de conformidad con la propuesta;

g) cuando una o varias partes rechacen la actuación propuesta por el GRT dentro del plazo establecido, el GRT remitirá la actuación propuesta a la autoridad competente para que esta tome una decisión, junto con una justificación de la motivación y los objetivos de la actuación propuesta por el GRT y de la evaluación y la posición de las partes;

h) si una consulta en tiempo real a la autoridad competente no fuese posible, el GRT iniciará una actuación equivalente que tenga un impacto mínimo, o ninguno, en las partes que hubiesen rechazado ejecutar la actuación propuesta.

3. Una parte podrá negarse a efectuar las actuaciones en tiempo real propuestas por el GRT en virtud del procedimiento de coordinación descrito en el apartado 2 si justifica que dicha actuación propuesta implicaría la violación de una o más limitaciones técnicas, jurídicas, de seguridad personal o de protección.

Artículo 6

Coordinación regional

1. Al elaborar su plan de emergencia del sistema con arreglo al artículo 11 y de su plan de reposición con arreglo al artículo 23, o al revisar su plan de emergencia del sistema con arreglo al artículo 50 y de su sistema de reposición con arreglo al artículo 51, cada GRT garantizará la coherencia con las medidas correspondientes de los planes de los GRT de su área síncrona y de los planes de los GRT vecinos de otra área síncrona, al menos en lo que respecta a las siguientes medidas:

a) asistencia y coordinación entre GRT en estado de emergencia, con arreglo al artículo 14;

b) procedimientos de gestión de la frecuencia, con arreglo a los artículos 18 y 28, excluido el establecimiento de la frecuencia objetivo en caso de estrategia de reenergización de abajo hacia arriba antes de cualquier resincronización con la red interconectada de transporte;

c) procedimiento de apoyo de potencia activa, con arreglo al artículo 21;

d) estrategia de reenergización de arriba hacia abajo, con arreglo al artículo 27.

2. La evaluación de la coherencia del plan de emergencia del sistema y del plan de reposición de conformidad con el apartado 1 incluirá las siguientes tareas:

a) intercambio de información y datos relativos a las medidas referidas en el apartado 1 entre los GRT interesados;

b) identificación de las incompatibilidades de las medidas referidas en el apartado 1 en los planes de los GRT afectados;

▼B

c) identificación de las amenazas potenciales a la seguridad de la operación en la región de cálculo de la capacidad. Estas amenazas incluyen, entre otras, los fallos de modo común con impacto significativo en las redes de transporte de los GRT afectados;

d) evaluación de la eficacia de las medidas referidas en el apartado 1 especificadas en los planes de emergencia del sistema y los planes de reposición de los GRT afectados, a fin de gestionar las amenazas potenciales referidas en la letra c);

e) consulta con los el CRS para evaluar la coherencia de las medidas referidas en el apartado 1 dentro de la totalidad de la zona síncrona interesada;

f) identificación de las actuaciones de mitigación en caso de incompatibilidades en los planes de emergencia del sistema y los planes de reposición de los GRT afectados, o en caso de falta de medidas en los planes de emergencia del sistema y los planes de reposición de los GRT afectados.

3. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT remitirá las medidas mencionadas en el apartado 1 a los CRS pertinentes establecidos con arreglo al artículo 77 del Reglamento (UE) 2017/1485. En un plazo de tres meses desde la presentación de las medidas, los CRS elaborarán un informe técnico sobre la coherencia de las mismas atendiendo a los criterios establecidos en el apartado 2. Cada GRT garantizará la disponibilidad de sus propios expertos cualificados para asistir a los CRS en la elaboración de este informe.

4. Los CRS remitirán sin demora el informe técnico mencionado en el apartado 3 a todos los GRT interesados, quienes a su vez lo remitirán a las autoridades reguladoras pertinentes, así como a la REGRT de electricidad, a los efectos del artículo 52.

5. Todos los GRT de cada región de cálculo de la capacidad acordarán un umbral por encima del cual el impacto de las actuaciones de uno o varios GRT en los estados de emergencia, apagón o reposición se considerará significativo para otros GRT dentro de la región de cálculo de la capacidad.

Artículo 7

Consulta pública

1. Los GRT pertinentes consultarán a las partes interesadas, incluidas las autoridades competentes de cada Estado miembro, sobre las propuestas sujetas a aprobación de conformidad con el artículo 4, apartado 2, letras a), b), e), f) y g). La consulta tendrá una duración no inferior a un mes.

2. El GRT pertinente tendrá debidamente en cuenta las opiniones de las partes interesadas resultantes de las consultas antes de la presentación del proyecto de propuesta. En todos los casos, se presentarán argumentos sólidos de justificación de la inclusión o no inclusión de las opiniones de las partes interesadas, que se publicarán de forma oportuna previa o simultáneamente a la publicación de la propuesta.

▼B

Artículo 8

Recuperación de costes

1. Los costes asumidos por los gestores de red sujetos a reglamentación sobre tarifas de red y derivados de las obligaciones establecidas en el presente Reglamento serán evaluados por las autoridades reguladoras pertinentes de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE. Los costes que una vez evaluados se consideren razonables, eficientes y proporcionados se recuperarán mediante las tarifas de red u otros mecanismos apropiados.

2. Si lo requieren las autoridades reguladoras pertinentes, los gestores de red a que se refiere el apartado 1 deberán, en un plazo de tres meses desde la presentación de la solicitud, proporcionar la información necesaria para facilitar la evaluación de los costes incurridos.

Artículo 9

Obligaciones de confidencialidad

1. Toda información confidencial recibida, intercambiada o transmitida en virtud del presente Reglamento estará sujeta al secreto profesional contemplado en los apartados 2, 3 y 4.

2. La obligación de secreto profesional se aplicará a todas las personas sujetas a las disposiciones del presente Reglamento.

3. La información confidencial recibida por las personas mencionadas en el apartado 2 en el ejercicio de sus funciones no podrá divulgarse a ninguna otra persona u autoridad, sin perjuicio de los casos contemplados por la legislación nacional, el resto de disposiciones del presente Reglamento, u otra legislación pertinente de la Unión.

4. Sin perjuicio de los casos cubiertos por la legislación nacional o la de la Unión, las autoridades reguladoras, los organismos o las personas que reciban información confidencial con arreglo al presente Reglamento podrán utilizarla únicamente a efectos del ejercicio de sus deberes en virtud del presente Reglamento.

Artículo 10

Acuerdo con los GRT no vinculados por el presente Reglamento

Cuando una zona síncrona abarque tanto GRT de países de la Unión como de terceros países, a más tardar el 18 de junio de 2019 todos los GRT de la Unión en esa área síncrona se esforzarán en celebrar con los GRT de terceros países no vinculados por el presente Reglamento un acuerdo que siente las bases para su cooperación en lo que se refiere a la gestión segura del sistema, así como los convenios para el cumplimiento por parte de los GRT de los terceros países de las obligaciones establecidas en el presente Reglamento.

▼B

CAPÍTULO II

PLAN DE EMERGENCIA DEL SISTEMA

SECCIÓN 1

Disposiciones generales

Artículo 11

Elaboración del plan de emergencia del sistema

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT elaborará un plan de emergencia del sistema en consulta con los GRD y USR pertinentes, las autoridades reguladoras nacionales, o las entidades mencionadas en el artículo 4, apartado 3, así como con los GRT vecinos y demás GRT de su área síncrona.

2. Al elaborar su plan de emergencia del sistema, cada GRT tendrá en cuenta al menos los siguientes elementos:

a) los límites de seguridad de la operación establecidos de conformidad con el artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/1485;

b) el comportamiento y las capacidades de la carga y la generación dentro de la zona síncrona;

c) las necesidades específicas de los usuarios de red significativos de alta prioridad enumerados con arreglo al apartado 4, letra d), y

d) las características de su red de transporte y de las redes subyacentes de los GRD.

3. El plan de emergencia del sistema contendrá como mínimo las siguientes disposiciones:

a) las condiciones en las que se activará el plan de emergencia del sistema, de conformidad con el artículo 13;

b) las instrucciones del plan de emergencia del sistema que deberá dictar el GRT, y

c) las medidas sujetas a consulta o coordinación en tiempo real con las partes identificadas.

4. En particular, el plan de emergencia del sistema incluirá los siguientes elementos:

a) una lista de las medidas que el GRT deberá implementar en sus instalaciones;

b) una lista de las medidas que deberán ser implementadas por los GRD, y de los GRD responsables de implementar esas medidas en sus instalaciones;

c) una lista de los USR responsables de implementar en sus instalaciones las medidas resultantes de los requisitos obligatorios establecidos en los Reglamentos (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 y (UE) 2016/1447, o de la normativa nacional y una lista de las medidas que deberán implementar esos USR;

▼B

d) una lista de los usuarios de red significativos de alta prioridad y de las condiciones para su desconexión, y

e) los plazos de implementación de cada medida enumerada en el plan de emergencia del sistema.

5. El plan de emergencia del sistema incluirá como mínimo las siguientes medidas técnicas y organizativas especificadas en la sección 2 del capítulo II:

a) esquemas de protección que incluyan como mínimo:

i) esquema automático de control de subfrecuencia de conformidad con el artículo 15,

ii) esquema automático de control de sobrefrecuencia de conformidad con el artículo 16, y

iii) esquema automático contra el colapso de tensiones de conformidad con el artículo 17;

b) procedimientos del plan de defensa del sistema, que incluyan como mínimo:

i) procedimiento de gestión de desviaciones de frecuencia de conformidad con el artículo 18,

ii) procedimiento de gestión de desviaciones de tensión de conformidad con el artículo 19,

iii) procedimiento de gestión del flujo de energía de conformidad con el artículo 20;

iv) asistencia para el procedimiento de potencia activa, con arreglo al artículo 21, y

v) procedimiento de desconexión manual de demanda de conformidad con el artículo 22.

6. Las medidas contenidas en el plan de defensa del sistema cumplirán los siguientes principios:

a) su impacto en los usuarios del sistema será mínimo;

b) serán económicamente eficientes;

c) solamente se activarán aquellas medidas que sean necesarias, y

d) no provocarán el estado de emergencia o apagón en la red de transporte del GRT o en los sistemas de transporte interconectados.

Artículo 12

Implementación del plan de defensa del sistema

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2019, cada GRT implementará las medidas de su plan de defensa del sistema que deban implementarse en el sistema de transporte y mantendrá en adelante las medidas implementadas.

▼B

2. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT comunicará a los GRD conectados a la red de transporte las medidas, incluidos los plazos para su implementación, que deban implementarse en:

a) las instalaciones de los GRD con arreglo al artículo 11, apartado 4, o

b) las instalaciones de los USR identificados con arreglo al artículo 11, apartado 4, y conectados a sus redes de distribución, o

c) las instalaciones de los proveedores de servicios de defensa conectados a sus redes de distribución, o

d) las instalaciones de los GRD conectados a sus redes de distribución.

3. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT comunicará al USR identificado con arreglo a la letra c) del artículo 11, apartado 4, o a los proveedores de servicios de defensa directamente conectados a su red de transporte las medidas que deban implementarse en sus instalaciones, así como los plazos correspondientes.

4. Cuando así lo disponga la legislación nacional, el GRT comunicará al USR identificado con arreglo al artículo 11, apartado 4, letra c), a los proveedores de servicios en emergencia y a los GRD conectados a sus redes de distribución, las medidas que deban implementarse en sus instalaciones, así como los plazos correspondientes, e informará al GRD interesado de esta notificación.

5. Cuando un GRT remita una notificación a un GRD de conformidad con el apartado 2, el GRD comunicará a su vez sin demora al USR, a los proveedores de servicios en emergencia y a los GRD conectados a su red de distribución las medidas del plan de emergencia del sistema que deban implementar en sus instalaciones respectivas, así como los plazos correspondientes.

6. Cada GRD, USR y proveedor de servicios en emergencia notificado deberá:

a) implementar las medidas notificadas con arreglo al presente artículo en un plazo máximo de 12 meses desde la fecha de notificación;

b) confirmar la implementación de las medidas al operador del sistema de notificación quien, caso de ser diferente del GRT, notificará la confirmación al GRT, y

c) mantener las medidas implementadas en sus instalaciones.

Artículo 13

Activación del plan de emergencia del sistema

1. Cada GRT activará los procedimientos de su plan de emergencia del sistema con arreglo al artículo 11, apartado 5, letra b), en coordinación con los GRD y USR identificados con arreglo al artículo 11, apartado 4, y con los proveedores de servicios en emergencia.

▼B

2. Además de los esquemas activados automáticamente del plan de emergencia del sistema, con arreglo a la letra a) del artículo 11, apartado 5, cada GRT activará un procedimiento del plan de emergencia del sistema cuando:

a) el sistema esté en estado de emergencia de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 18, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/1485 y no se disponga de medidas correctoras para reponer el sistema a su estado normal, o

b) atendiendo al análisis de seguridad de la operación, la seguridad de la operación del sistema de transporte exija la activación de una medida del plan de emergencia del sistema con arreglo al artículo 11, apartado 5, además de las medidas correctoras disponibles.

3. Cada GRD y USR identificado con arreglo al artículo 11, apartado 4, así como cada proveedor de servicios en emergencia ejecutará sin demora indebida las instrucciones del plan de emergencia del sistema dictadas por el GRT con arreglo al artículo 11, apartado 3, letra c), de conformidad con los procedimientos del plan de emergencia del sistema previstos en el artículo 11, apartado 5, letra b).

4. Cada GRT activará los procedimientos de su plan de emergencia del sistema referidos en la letra b) del artículo 11, apartado 5, que tengan un impacto transfronterizo significativo en coordinación con los GRT afectados.

Artículo 14

Asistencia y coordinación entre GRT en estado de emergencia

1. A petición de un GRT en estado de emergencia, cada GRT prestará a través de las interconexiones toda la asistencia posible al GRT solicitante, siempre y cuando esta asistencia no provoque el estado de emergencia o de apagón en su red de transporte o en las redes de transporte interconectadas.

2. Cuando la asistencia deba prestarse a través de interconexiones de corriente continua, podrá efectuarse mediante las siguientes actuaciones, habida cuenta de las características técnicas y la capacidad del sistema HVDC:

a) actuaciones de regulación manual de la potencia activa transportada para ayudar al GRT en estado de emergencia a llevar los flujos de potencia dentro de los límites de seguridad de la operación o la frecuencia de la zona síncrona vecina dentro de los límites de frecuencia del sistema en el estado de alerta definido con arreglo al artículo 18, apartado 2, del Reglamento (UE) 2017/1485;

b) funciones de control automático de la potencia activa transportada atendiendo a las señales y criterios establecidos en el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/1447;

c) control automático de frecuencia con arreglo a los artículos 15 a 18 del Reglamento (UE) 2016/1447 en caso de funcionamiento en isla;

d) control de tensión y de potencia reactiva con arreglo al artículo 24 del Reglamento (UE) 2016/1447, y

▼B

e) cualquier otra actuación apropiada.

3. Cada GRT podrá proceder a una desconexión manual de cualquier elemento de la red de transporte que tenga un impacto transfronterizo significativo, incluida una interconexión, previo cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) el GRT deberá coordinarse con los GRT vecinos, y

b) esta actuación no deberá provocar el estado de emergencia o apagón en el resto del sistema de transporte interconectado.

4. No obstante lo dispuesto en el apartado 3, el GRT podrá desconectar manualmente cualquier elemento de la red de transporte que tenga un impacto transfronterizo significativo, incluido una interconexión, sin coordinación, en circunstancias excepcionales que impliquen una violación de los límites de seguridad de la operación, a fin de impedir la puesta en peligro de la seguridad del personal o daños a los equipos. En un plazo de 30 días después del incidente, el GRT elaborará un informe, como mínimo en inglés, que contenga una explicación detallada de la justificación, implementación y repercusión de esta actuación y, de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, la presentará a la autoridad reguladora pertinente y a los GRT vecinos, y la pondrá a disposición de los usuarios significativos de la red afectados.

SECCIÓN 2

Medidas del plan de emergencia del sistema

Artículo 15

Esquema automático de control de subfrecuencia

1. El esquema automático de control de subfrecuencia del plan de emergencia del sistema incluirá un esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia y los ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia en la zona de control de frecuencia-potencia (CFP) del GRT.

2. En la elaboración de su plan de emergencia del sistema, cada GRT preverá la activación del modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia antes de la activación del esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia, cuando la derivada de frecuencia lo permita.

3. Antes de la activación del esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia, cada GRT y GRD determinado con arreglo al artículo 11, apartado 4, preverá que las unidades de almacenamiento de energía que funcionen como carga conectada a su sistema:

a) cambien automáticamente al modo generación dentro del plazo y a un valor de consigna de potencia activa establecidos por el GRT en el plan de emergencia del sistema, o

b) cuando la unidad de almacenamiento de energía no sea capaz de cambiar dentro del plazo establecido por el GRT en el plan de emergencia del sistema, desconecte automáticamente la unidad de almacenamiento de energía que funcione como carga.

▼B

4. Cada GRT establecerá en su plan de emergencia del sistema los umbrales de frecuencia en que se producirá el cambio automático o la desconexión de las unidades de almacenamiento de energía. Estos umbrales de frecuencia deberán ser inferiores o iguales al límite de frecuencia del sistema determinado para el estado de emergencia en el artículo 18, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/1485 y superiores al nivel inicial obligatorio del límite de frecuencia para el deslastre de cargas establecido en el anexo.

5. Cada GRT elaborará el esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia de conformidad con los parámetros de deslastre de carga en tiempo real establecidos en el anexo. El esquema incluirá la desconexión de demanda a diferentes frecuencias desde un «nivel inicial obligatorio» hasta un «nivel final obligatorio», dentro de un rango de implementación que respete un número mínimo y magnitud máxima de los escalones. El rango de implementación definirá la desviación máxima admisible de la demanda neta que deba desconectarse respecto de la demanda neta objetivo que deba desconectarse a una frecuencia determinada, calculada por interpolación lineal entre los niveles inicial y final obligatorios. El rango de implementación no permitirá la desconexión de menos demanda neta que la cantidad de demanda neta que deba desconectarse al nivel inicial obligatorio. Un escalón no podrá considerarse tal si no se desconecta demanda neta cuando se alcance dicho escalón.

6. Cada GRT o GRD instalará los relés necesarios para la desconexión de demanda por subfrecuencia teniendo en cuenta al menos el comportamiento de la carga y la generación dispersa.

7. Al implementar el esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia con arreglo a la notificación prevista en el artículo 12, apartado 2, cada GRT o GRD:

a) evitará establecer un retraso intencionado adicional al tiempo de funcionamiento de los relés e interruptores;

b) reducirá al mínimo la desconexión de módulos de generación de energía, especialmente aquellos que proporcionen inercia, y

c) limitará el riesgo de que el esquema provoque desviaciones del flujo de potencia y desvíos de tensión fuera de los límites de seguridad de la operación.

Si un GRD no puede cumplir los requisitos de las letras b) y c), lo comunicará al GRT proponiendo el requisito que pueda aplicar. El GRT, en consulta con el GRD, establecerá los requisitos aplicables sobre la base de un análisis conjunto de coste-beneficio.

8. El esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia del plan de emergencia del sistema podrá prever la desconexión de demanda neta sobre la base de derivada de frecuencia siempre y cuando:

a) se active solamente:

   i) cuando el desvío de frecuencia sea mayor que el desvío de frecuencia máxima a régimen estacionario y la rampa de frecuencia sea mayor que la producida por el incidente de referencia,

▼B

ii) hasta que la frecuencia alcance la frecuencia del nivel inicial obligatorio de deslastre de cargas,

b) sea conforme al anexo, y

c) sea necesario y se justifique para mantener de forma eficiente la seguridad de la operación.

9. En el caso de que el esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia del plan de emergencia incluya una desconexión de demanda neta basado en derivada de frecuencia, tal como se describe en el apartado 8, el GRT elaborará, en un plazo de 30 días desde su implementación, un informe que contenga una explicación detallada de la justificación, la implementación y las repercusiones de esta actuación y lo presentará a la autoridad reguladora nacional.

10. Un GRT podrá incluir en el esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia de su plan de emergencia escalones de deslastre adicionales para la desconexión de demanda neta por debajo del nivel final obligatorio de deslastre de cargas establecido en el anexo.

11. Cada GRT tendrá derecho a implementar esquemas adicionales de protección del sistema activados por una frecuencia inferior o igual a la frecuencia del nivel final obligatorio de deslastre de cargas que persigan un proceso de reposición más rápido. El GRT garantizará que esos esquemas adicionales no deterioren más la frecuencia.

Artículo 16

Esquema automático de control de sobrefrecuencia

1. El esquema automático de control de sobrefrecuencia del sistema provocará una disminución automática de la potencia activa total inyectada en cada zona de control de frecuencia-potencia (CFP).

2. En consulta con los demás GRT de su zona síncrona, cada GRT establecerá los siguientes parámetros de su esquema automático de control de sobrefrecuencia:

a) los umbrales de frecuencia para su activación, y

b) la ratio de reducción de inyección de potencia activa.

3. Cada GRT diseñará su esquema automático de control de sobrefrecuencia teniendo en cuenta las capacidades de los módulos de generación de electricidad en lo que se refiere al modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia y de las unidades de almacenamiento de energía, en su zona de CFP. Si el modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia no existe o no basta para cumplir los requisitos establecidos en el apartado 2, letras a) y b), cada GRT implantará además una desconexión lineal por escalones de generación en su zona de CFP. El GRT establecerá la magnitud máxima de los escalones de desconexión de los módulos de generación de energía y/o los sistemas HVDC en consulta con los demás GRT de su área síncrona.

▼B

Artículo 17

Esquema automático contra colapsos de tensiones

1. El esquema automático contra colapsos de tensiones del plan de emergencia del sistema podrá incluir uno o varios de los sistemas siguientes, dependiendo de los resultados de la evaluación de la seguridad del sistema efectuada por un GRT:

a) un esquema de deslastre de cargas por mínima tensión con arreglo al artículo 19, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/1388;

b) un esquema de bloqueo del cambiador de tomas en carga con arreglo al artículo 19, apartado 3, del Reglamento (UE) 2016/1388, y

c) esquemas de protección del sistema para el control de tensiones.

2. Salvo si la evaluación efectuada con arreglo al apartado 1 demuestra que no es necesaria la implementación de un esquema de bloqueo del cambiador de tomas en carga para impedir un colapso de tensiones de la zona de control del GRT, este establecerá las condiciones en que se bloqueará el cambiador de tomas de carga con arreglo al artículo 19, apartado 3, del Reglamento (UE) 2016/1388, que incluirán como mínimo:

a) el método de bloqueo (local o remoto desde la sala de control);

b) el umbral de tensión en el punto de conexión;

c) el sentido de flujo de la potencia reactiva, y

d) el lapso de tiempo máximo entre la detección del umbral y el bloqueo.

Artículo 18

Procedimiento de gestión de desvíos de frecuencia

1. El procedimiento para la gestión de las desvíos de frecuencia del plan de emergencia del sistema contendrá una serie de medidas para gestionar un desvío de frecuencia fuera de los límites de frecuencia determinados para el estado de alerta en el artículo 18, apartado 2, del Reglamento (UE) 2017/1485. El procedimiento de gestión de desvíos de frecuencia será conforme a los procedimientos establecidos para las actuaciones correctoras que tienen que ser gestionados de forma coordinada de conformidad con el artículo 78, apartado 4, del Reglamento (UE) 2017/1485 y cumplirá como mínimo los requisitos siguientes:

a) la disminución de generación deberá ser inferior a la disminución de carga durante sucesos de subfrecuencia, y

b) la disminución de generación deberá ser superior a la disminución de carga durante sucesos de sobrefrecuencia.

▼B

2. Cada GRT adaptará el modo de funcionamiento de su CFP a fin de no interferir en la activación o desactivación manual de potencia activa conforme a lo establecido en los apartados 3 y 5.

3. Cada GRT tendrá derecho a establecer el valor de consigna de la potencia activa que cada USR determinado con arreglo al artículo 11, apartado 4, letra c), deberá mantener, siempre y cuando el valor de consigna cumpla las restricciones técnicas del USR. Cada GRT tendrá derecho a establecer el valor de consigna de la potencia activa que cada proveedor de servicios en emergencia deberá mantener siempre y cuando esta medida se aplique a estos con arreglo a las condiciones establecidas en el artículo 4, apartado 4, y que el valor de consigna respete las restricciones técnicas del proveedor de servicios en emergencia. Los USR y los proveedores de servicios en emergencia ejecutarán sin demora indebida las instrucciones dictadas por el GRT directa o indirectamente a través de GRD y permanecerán en ese estado hasta que reciban nuevas instrucciones. Cuando el GRT dicte las instrucciones directamente, informará sin demora a los GRD pertinentes.

4. Cada GRT tendrá derecho a desconectar USR y proveedores de servicios en emergencia, directa o indirectamente a través de los GRD. Los USR y los proveedores de servicios en emergencia quedarán desconectados hasta que se dicten nuevas instrucciones. Cuando los USR sean desconectados directamente, el GRT informará sin demora a los GRD pertinentes. En un plazo de 30 días desde el incidente, el GRT elaborará un informe que contenga una explicación detallada de la justificación, implementación y repercusión de esta actuación y, de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, la presentará a la autoridad reguladora pertinente y a los GRT vecinos, y la pondrá a disposición de los usuarios significativos de la red afectados.

5. Antes de la activación del esquema automático de deslastre de cargas por subfrecuencia establecido en el artículo 15, y siempre y cuando la derivada de frecuencia lo permita, cada GRT, directa o indirectamente a través de los GRD, activarán los servicios de gestión de la demanda de los proveedores de servicios en emergencia pertinentes y:

a) cambiarán las unidades de almacenamiento que funcionen como carga al modo generación a un valor de consigna de potencia activa establecido por el GRT en el plan de emergencia del sistema, o

b) cuando la unidad de almacenamiento de energía no pueda cambiar con velocidad suficiente para estabilizar la frecuencia, desconectarán la unidad de almacenamiento de energía.

Artículo 19

Procedimiento de gestión de desvíos de tensión

1. El procedimiento para la gestión de los desvíos de tensión del plan de emergencia del sistema contendrá una serie de medidas para gestionar desvíos de tensión fuera de los límites de seguridad de la operación establecidos en el artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/1485.

2. Cada GRT tendrá derecho a establecer un rango de potencia reactiva o de tensiones y ordenará a los GRD y a los USR determinados para esta medida con arreglo al artículo 11, apartado 4, mantenerlo de conformidad con los artículos 28 y 29 del Reglamento (UE) 2017/1485.

▼B

3. A petición de un GRT vecino en estado de emergencia, cada GRT pondrá a disposición todas las capacidades de potencia reactiva que no provoquen el estado de emergencia o apagón en su propio sistema de transporte.

Artículo 20

Procedimiento de gestión de los flujos de potencia

1. El procedimiento para la gestión de los flujos de potencia del plan de emergencia del sistema contendrá una serie de medidas para gestionar los flujos de potencia fuera de los límites de seguridad de la operación establecidos en el artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/1485.

2. Cada GRT tendrá derecho a establecer el valor de consigna de la potencia activa que cada USR determinado con arreglo al artículo 11, apartado 4, letra c), deberá mantener, siempre y cuando el valor de consigna cumpla las restricciones técnicas del USR. Cada GRT tendrá derecho a establecer el valor de consigna de la potencia activa que cada proveedor de servicios en emergencia deberá mantener siempre y cuando esta medida se aplique a estos con arreglo a las condiciones establecidas en el artículo 4, apartado 4, y que el valor de consigna respete las restricciones técnicas de los proveedores de servicios en emergencia. Los USR y los proveedores de servicios en emergencia ejecutarán sin demora indebida las instrucciones dictadas por el GRT directa o indirectamente a través de GRD y permanecerán en ese estado hasta que reciban nuevas instrucciones. Cuando el GRT dicte las instrucciones directamente, informará sin demora a los GRD pertinentes.

3. Cada GRT tendrá derecho a desconectar USR y proveedores de servicios en emergencia, directa o indirectamente a través de GRD. Los USR y los proveedores de servicios en emergencia quedarán desconectados hasta que se dicten nuevas instrucciones. Cuando los USR sean desconectados directamente, el GRT informará sin demora a los GRD pertinentes. En un plazo de 30 días desde el incidente, el GRT elaborará un informe que contenga una explicación detallada de la justificación, implementación y repercusión de esta actuación y, de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, la presentará a la autoridad reguladora pertinente.

Artículo 21

Procedimiento de apoyo de potencia activa

1. En caso de inadecuación de la zona de control en el horizonte temporal diario o intradiario, determinado tal como establece el artículo 107, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2017/1485, y antes de cualquier posible suspensión de las actividades del mercado con arreglo al artículo 35, un GRT tendrá derecho a solicitar apoyo de potencia activa de:

a) un proveedor de servicios de balance, quien, a petición del GRT, cambiará su situación de disponibilidad para poner a disposición toda su potencia activa, siempre y cuando esta no haya sido ya activada a través del mercado de balance, y conforme a sus restricciones técnicas;

▼B

b) un USR conectado en su zona de CFP, que no proporcione ya un servicio de balance al GRT y que, a petición del GRT, pondrá a disposición toda su potencia activa, conforme a sus restricciones técnicas, y

c) los demás GRT que estén en el estado normal o de alerta.

2. Un GRT podrá activar su asistencia con potencia activa de un proveedor de servicios de balance o un USR, con arreglo al apartado 1, letras a) y b), solamente si ha activado todas las ofertas de energía de balance disponibles, teniendo en cuenta la capacidad de intercambio entre zonas de oferta disponible en el momento de la inadecuación de la zona de control.

3. Cada GRT que haya recibido una solicitud de asistencia de potencia activa con arreglo al apartado 1, letra c):

a) pondrá a disposición sus ofertas no compartidas;

b) tendrá derecho a activar la energía de balance disponible a fin de suministrar la potencia correspondiente al GRT solicitante, y

c) tendrá derecho a solicitar la asistencia con potencia activa de sus proveedores de servicios de balance y de cualquier USR conectado en su zona de control de frecuencia-potencia que no proporcione ya un servicio de balance al GRT, a fin de proporcionar la asistencia correspondiente para potencia activa al GRT solicitante.

4. Al activar la potencia activa solicitada con arreglo al apartado 1, letra c), el GRT solicitante y el solicitado tendrán derecho a utilizar:

a) la capacidad disponible de intercambio entre zonas de oferta en el caso de que la activación se efectúe antes del cierre del mercado intradiario y si el suministro de las capacidades de intercambio afectadas no ha sido suspendido con arreglo al artículo 35;

b) la capacidad adicional que pueda estar disponible debido al estado en tiempo real del sistema, en cuyo caso los GRT solicitante y solicitado se coordinarán con otros GRT afectados de forma significativa de conformidad con el artículo 6, apartado 5.

5. Una vez que los GRT solicitado y solicitante hayan acordado las condiciones para el suministro de asistencia con potencia activa, la cantidad acordada de potencia activa y la franja horaria para su suministro serán firmes, salvo si el sistema de transporte del GRT que proporcione la asistencia entra en el estado de emergencia o de apagón.

▼B

Artículo 22

Procedimiento de desconexión manual de la demanda

1. Además de las medidas establecidas en los artículos 18 a 21, cada GRT podrá establecer una cantidad de demanda neta que será desconectada manualmente, directamente por el GRT o indirectamente a través de los GRD, cuando sea necesario para impedir la propagación o el empeoramiento de un estado de emergencia. Cuando la demanda deba desconectarse directamente, el GRT informará a los GRD pertinentes sin demora.

2. El GRT activará la desconexión manual de la demanda neta mencionada en el apartado 1 a fin de:

a) resolver las situaciones de sobrecarga o subtensión, o

b) resolver situaciones en la que se haya solicitado asistencia con potencia activa con arreglo al artículo 21, pero que esta no haya bastado para mantener la adecuación en los horizontes temporales diario e intradiario en su zona de control, con arreglo al artículo 107 del Reglamento (UE) 2017/1485, que provoquen el riesgo de deterioro de las frecuencias en la zona síncrona.

3. El GRT comunicará a los GRD la cantidad de demanda neta establecida con arreglo al apartado 1 que deberá desconectarse en sus redes de distribución. Cada GRD desconectará la cantidad notificada de demanda neta sin demora indebida.

4. En un plazo de 30 días desde el incidente, el GRT elaborará un informe que contenga una explicación detallada de la justificación, implementación y repercusión de esta actuación y, de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, la presentará a la autoridad reguladora pertinente.

CAPÍTULO III

PLAN DE REPOSICIÓN

SECCIÓN 1

Disposiciones generales

Artículo 23

Elaboración del plan de reposición

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT elaborará un plan de reposición del sistema en consulta con los GRD y USR pertinentes, las autoridades reguladoras nacionales, o las entidades mencionadas en el artículo 4, apartado 3, así como con los GRT vecinos y demás GRT de esa área síncrona.

2. Al elaborar su plan de reposición, cada GRT tendrá en cuenta al menos los elementos siguientes:

a) el comportamiento y las capacidades de la carga y la generación;

b) las necesidades específicas de los usuarios de red significativos de alta prioridad enumerados con arreglo al apartado 4, y

▼B

c) las características de su red y de las redes subyacentes de los GRD.

3. El plan de reposición contendrá como mínimo las siguientes disposiciones:

a) las condiciones en las que se activará el plan de reposición, de conformidad con el artículo 25;

b) las instrucciones del plan de reposición que deberá dictar el GRT, y

c) las medidas sujetas a consulta o coordinación en tiempo real con las partes identificadas.

4. En particular, el plan de reposición incluirá los siguientes elementos:

a) una lista de las medidas que el GRT deberá implementar en sus instalaciones;

b) una lista de las medidas que deberán ser implementadas por los GRD, así como de los GRD responsables de implementar esas medidas en sus instalaciones;

c) una lista de los USR responsables de implementar en sus instalaciones las medidas resultantes de los requisitos obligatorios establecidos en los Reglamentos (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 y (UE) 2016/1447, o de la normativa nacional y una lista de las medidas que deberán implementar esos USR;

d) una lista de los usuarios de red significativos de alta prioridad y de las condiciones para su desconexión y reenergización;

e) una lista de las subestaciones que sean esenciales para sus procedimientos del plan de reposición;

f) el número de instalaciones de generación en la zona de control del GRT necesarias para reenergizar el sistema con una estrategia de reenergización de abajo hacia arriba con capacidad de arranque autónomo, capacidad de resincronización rápida (mediante la operación sobre consumos propios) y capacidad de funcionamiento en isla, y

g) los plazos de implementación de cada medida enumerada.

5. El plan de reposición incluirá como mínimo las siguientes medidas técnicas y organizativas especificadas en el capítulo III:

a) procedimiento de reenergización, con arreglo a la sección 2;

b) procedimiento de gestión de la frecuencia, con arreglo a la sección 3, y

c) procedimiento de resincronización, con arreglo a la sección 4.

6. Las medidas contenidas en el plan de reposición cumplirán los siguientes principios:

a) su impacto en los usuarios del sistema será mínimo;

b) serán económicamente eficientes;

▼B

c) solamente se activarán aquellas medidas que sean necesarias, y

d) no deberán provocar el estado de emergencia o apagón en los sistemas de transporte interconectados.

Artículo 24

Implementación del plan de reposición

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2019, cada GRT implementará las medidas de su plan de reposición que deban implementarse en la red de transporte y mantendrá en adelante las medidas implementadas.

2. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT comunicará a los GRD conectados a la red de transporte las medidas, incluidos los plazos para su implementación, que deban implementarse en:

a) las instalaciones de los GRD con arreglo al artículo 23, apartado 4, y

b) las instalaciones de los USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y conectados a sus redes de distribución, y

c) las instalaciones de los proveedores de servicios de reposición conectados a sus redes de distribución, y

d) las instalaciones de los GRD conectados a sus redes de distribución.

3. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT notificará a los USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, o a los proveedores de servicios en emergencia directamente conectados a su red de transporte, las medidas que deban implementarse en sus instalaciones, así como los plazos correspondientes con arreglo al artículo 23, apartado 4, letra g).

4. Cuando así lo disponga la legislación nacional, el GRT notificará directamente a los USR identificados con arreglo al artículo 11, apartado 4, a los proveedores de servicios de reposición y a los GRD conectados a sus redes de distribución, e informará al GRD interesado de esta notificación.

5. Cuando un GRT remita una notificación a un GRD de conformidad con el apartado 2, el GRD notificará a su vez sin demora a los USR, a los proveedores de servicios de reposición y a los GRD conectados a su red de distribución las medidas del plan de reposición que deban implementar en sus instalaciones respectivas, así como los plazos correspondientes, con arreglo al artículo 23, apartado 4, letra g).

6. Cada GRD, USR y proveedor de servicios de reposición notificado deberá:

a) implementar las medidas notificadas con arreglo al presente artículo en un plazo máximo de 12 meses desde la fecha de notificación;

▼B

b) confirmar la implementación de las medidas al operador del sistema emisor de la notificación quien, caso de ser diferente del GRT, notificará la confirmación al GRT, y

c) mantener las medidas implementadas en sus instalaciones.

Artículo 25

Activación del plan de reposición

1. Cada GRT activará los procedimientos de su plan de reposición en coordinación con los GRD y USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 5, y con los proveedores de servicios de reposición en los siguientes casos:

a) cuando el sistema esté en estado de emergencia de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 18, apartado 13, del Reglamento (UE) 2017/1485, una vez que el sistema se haya estabilizado tras la activación de las medidas del plan de emergencia del sistema, o

b) cuando el sistema esté en el estado de apagón de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 18, apartado 4, del Reglamento (UE) 2017/1485.

2. Durante la reposición del sistema, cada GRT identificará y supervisará:

a) la extensión y los límites de la región sincronizada o las regiones sincronizadas a las que pertenezca su zona de control;

b) los GRT con los que comparta una región sincronizada o regiones sincronizadas, y

c) las reservas disponibles de potencia activa en su zona de control.

3. Cada GRD y USR determinado con arreglo al artículo 23, apartado 4, así como cada proveedor de servicios de reposición, ejecutará sin demora indebida las instrucciones del plan de reposición dictadas por el GRT con arreglo al artículo 23, apartado 3, letra b), de conformidad con los procedimientos del plan de reposición.

4. Cada GRT activará los procedimientos de su plan de reposición que tengan un impacto transfronterizo significativo en coordinación con los GRT afectados.

SECCIÓN 2

Reenergización

Artículo 26

Procedimiento de reenergización

1. El procedimiento de reenergización contendrá una serie de medidas que permitan al GRT aplicar:

a) una estrategia de reenergización de arriba hacia abajo, y

b) una estrategia de reenergización de abajo hacia arriba.

▼B

2. En lo que se refiere a la estrategia de reenergización de abajo hacia arriba, el procedimiento de reenergización contendrá como mínimo medidas para:

a) gestionar los desvíos de tensión y frecuencia debidos a la reenergización;

b) supervisar y gestionar el funcionamiento en isla, y

c) resincronizar las zonas de funcionamiento en isla.

Artículo 27

Activación del procedimiento de reenergización

1. Al activar el procedimiento de reenergización, cada GRT establecerá la estrategia que deberá aplicarse teniendo en cuenta:

a) la disponibilidad de fuentes de energía capaces de reenergizar en su zona de control;

b) la duración prevista y los riesgos de las posibles estrategias de reenergización;

c) las condiciones de los sistemas eléctricos;

d) las condiciones de los sistemas directamente conectados, incluido como mínimo el estado de las interconexiones;

e) las necesidades específicas de los usuarios significativos prioritarios de la red enumerados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y

f) la posibilidad de combinar estrategias de reenergización de arriba hacia abajo y de abajo hacia arriba.

2. Al aplicar una estrategia de reenergización de arriba hacia abajo, cada GRT gestionará la conexión de la carga y la generación a fin de regular la frecuencia hacia su valor nominal con una tolerancia máxima de la derivada máxima de frecuencia en régimen permanente. Cada GRT aplicará las condiciones de conexión de la carga y la generación definidas por el coordinador de frecuencia, cuando haya sido nombrado de conformidad con el artículo 29.

3. Al aplicar una estrategia de reenergización de abajo hacia arriba, cada GRT gestionará la conexión de la carga y la generación a fin de regular la frecuencia hacia su valor objetivo establecido de conformidad con el artículo 28, apartado 3, letra c).

4. Durante la reenergización, el GRT, previa consulta a los GRD, establecerá y notificará la cantidad de demanda neta que deberá reconectarse en las redes de distribución. Cada GRD reconectará la cantidad notificada de demanda neta respetando el escalón de reconexión y teniendo en cuenta la reconexión automática de la carga y la generación en su red.

5. Cada GRT informará a sus GRT vecinos de su capacidad de apoyo a una estrategia de reenergización de arriba hacia abajo.

▼B

6. Para la activación de una estrategia de reenergización de arriba hacia abajo, el GRT solicitará a los GRT vecinos apoyo para la reenergización. Este apoyo podrá consistir en asistencia con potencia activa, de conformidad con el artículo 21, apartados 3 a 5. Los GRT solicitados prestarán asistencia para la reenergización, salvo si ello provocase los estados de emergencia o apagón en sus sistemas. En este caso, el GRT solicitante recurrirá a la estrategia de reenergización de abajo hacia arriba.

SECCIÓN 3

Gestión de la frecuencia

Artículo 28

Procedimiento de gestión de la frecuencia

1. El procedimiento de gestión de la frecuencia del plan de reposición contendrá una serie de medidas destinadas a reestablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal.

2. Cada GRT activará su procedimiento de gestión de la frecuencia:

a) en preparación del procedimiento de resincronización, cuando una zona síncrona esté dividida en varias regiones sincronizadas;

b) en caso de desvío de frecuencia en la zona síncrona, o

c) en caso de reenergización.

3. El procedimiento de gestión de la frecuencia incluirá como mínimo:

a) una lista de actuaciones relativas al establecimiento del control de frecuencia-potencia antes del nombramiento de los coordinadores de frecuencias;

b) el nombramiento de los coordinadores de frecuencias;

c) el establecimiento de la frecuencia objetivo en caso de una estrategia de reenergización de abajo hacia arriba;

d) la gestión de la frecuencia tras desvío de frecuencia, y

e) la gestión de la frecuencia tras la división de una zona síncrona;

f) la determinación de la cantidad de carga y generación que deberá reconectarse, habida cuenta de las reservas disponibles de potencia activa dentro de la región sincronizada a fin de evitar grandes desvíos de frecuencia.

Artículo 29

Nombramiento de un coordinador de frecuencia

1. Durante la reposición del sistema, cuando una zona síncrona esté dividida en varias regiones sincronizadas, los GRT de cada región sincronizada nombrarán un coordinador de frecuencia, con arreglo al apartado 3.

▼B

2. Durante la reposición del sistema, cuando una zona síncrona no esté dividida, pero la frecuencia del sistema supere los límites de frecuencia para el estado de alerta tal como se define en el artículo 18, apartado 2, del Reglamento (UE) 2017/1485, todos los GRT de la zona síncrona nombrarán un coordinador de frecuencia, con arreglo al apartado 3.

3. El GRT con el mayor factor K estimado en tiempo real será nombrado coordinador de frecuencia, salvo si los GRT de la región sincronizada, o de la zona síncrona, acuerdan nombrar a otro GRT coordinador de frecuencia. En ese caso, los GRT de la región sincronizada, o de la zona síncrona, considerarán los siguientes criterios:

a) la cantidad disponible de reservas de potencia activa y, especialmente, de reservas para reposición de la frecuencia;

b) las capacidades disponibles en las interconexiones,

c) la disponibilidad de medidas de frecuencia de los GRT de la región sincronizada o de la zona síncrona, y

d) la disponibilidad de medidas de los elementos críticos dentro de la región sincronizada o de la zona síncrona.

4. No obstante lo dispuesto en el apartado 3, cuando el tamaño de la zona síncrona interesada y la situación en tiempo real lo permitan, los GRT de la zona síncrona podrán nombrar un coordinador de frecuencia predeterminado.

5. El GRT nombrado coordinador de frecuencia con arreglo a los apartados 1 y 2 informará a los demás GRT de la zona síncrona de su nombramiento sin demora.

6. El coordinador de frecuencia nombrado ejercerá su función hasta que:

a) se nombre a otro coordinador de frecuencia para su región sincronizada;

b) se nombre un nuevo coordinador de frecuencia como consecuencia de la resincronización de su región sincronizada con otra región sincronizada, o

c) la zona síncrona haya sido completamente resincronizada, la frecuencia del sistema esté dentro de rango normal de frecuencias y el CFP por cada GRT de la zona síncrona haya vuelto a su modo de funcionamiento normal de conformidad con el artículo 18, apartado 1, del Reglamento (UE) 2017/1485.

Artículo 30

Gestión de la frecuencia tras un desvío de frecuencia

1. Durante la reposición del sistema, cuando un coordinador de frecuencia haya sido nombrado con arreglo al artículo 29, apartado 3, los GRT de la zona síncrona distintos del coordinador de frecuencia suspenderán, como primera medida, la activación manual de las reservas para la recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución.

▼B

2. Previa consulta con los demás GRT de la zona síncrona, el coordinador de frecuencia establecerá el modo de funcionamiento que deberá aplicarse al CFP operado por cada GRT de la zona síncrona.

3. El coordinador de frecuencia gestionará la activación manual de las reservas para la recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución dentro de la zona síncrona a fin de regular la frecuencia de la zona síncrona hacia su valor nominal y teniendo en cuenta los límites de seguridad de la operación definidos con arreglo al artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/1485. Previa petición, cada GRT de la zona síncrona dará apoyo al coordinador de frecuencia.

Artículo 31

Gestión de la frecuencia tras la división de una zona síncrona

1. Durante la reposición del sistema, cuando un coordinador de frecuencia haya sido nombrado con arreglo al artículo 29, apartado 3, los GRT de cada región sincronizada, a excepción del coordinador de frecuencia, suspenderán, como primera medida, la activación manual de las reservas para la recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución.

2. Previa consulta con los demás GRT de la región sincronizada, el coordinador de frecuencia establecerá el modo de funcionamiento que deberá aplicarse al CFP operado por cada GRT de la región sincronizada.

3. El coordinador de frecuencia gestionará la activación manual de las reservas para la recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución dentro de la región sincronizada a fin de regular la frecuencia de la región sincronizada hacia su valor objetivo establecido por el coordinador de resincronización, si lo hubiere, con arreglo al artículo 34, apartado 1, letra a), y teniendo en cuenta los límites de seguridad de la operación establecidos con arreglo al artículo 25 del Reglamento (UE) 2017/1485. Cuando no se haya nombrado un coordinador de resincronización para la región sincronizada, el coordinador de frecuencia procurará regular la frecuencia hacia su valor nominal. Previa petición, cada GRT de la región sincronizada dará apoyo al coordinador de frecuencia.

SECCIÓN 4

Resincronización

Artículo 32

Procedimiento de resincronización

El procedimiento de resincronización del plan de reposición incluirá, como mínimo:

a) el nombramiento de un coordinador de resincronización;

b) las medidas que permitan al GRT aplicar la estrategia de resincronización, y

c) los límites máximos de la diferencia angular y el desvío de tensión y frecuencia en las líneas de conexión.

▼B

Artículo 33

Nombramiento de un coordinador de resincronización

1. Durante la reposición del sistema, cuando dos regiones sincronizadas puedan resincronizarse sin poner en peligro la seguridad de la operación de los sistemas de transporte, los coordinadores de frecuencia de estas regiones sincronizadas nombrarán un coordinador de resincronización en consulta con al menos los GRT identificados como resincronizadores potenciales y con arreglo al apartado 2. Cada coordinador de frecuencia informará sin demora a los GRT de su región sincronizada del nombramiento del coordinador de resincronización.

2. Para cada par de regiones sincronizadas que deban resincronizarse, el coordinador de resincronización será el GRT que:

a) tenga en funcionamiento al menos una subestación equipada con un teleacoplador en la frontera entre dos regiones sincronizadas que deban resincronizarse;

b) tenga acceso a las medidas de frecuencia de las dos regiones sincronizadas;

c) tenga acceso a las medidas de tensión en las subestaciones entre las que se sitúen los posibles puntos de resincronización, y

d) pueda controlar la tensión de los posibles puntos de resincronización.

3. Cuando más de un GRT cumpla los criterios del apartado 2, se nombrará coordinador de resincronización al GRT con el mayor número de posibles puntos de resincronización entre las dos regiones sincronizadas, a no ser que los coordinadores de frecuencia de las dos regiones sincronizadas acuerden nombrar coordinador de resincronización a otro GRT.

4. El coordinador de resincronización nombrado ejercerá su función hasta que:

a) se nombre a otro coordinador de resincronización para las dos regiones sincronizadas, o

b) las dos regiones sincronizadas hayan sido resincronizadas y se hayan finalizado todos los pasos enumerados en el artículo 34.

Artículo 34

Estrategia de resincronización

1. Previamente a la resincronización, el coordinador de resincronización:

a) establecerá, con arreglo a los límites máximos referidos en el artículo 32:

   i) el valor objetivo de la frecuencia de resincronización;

   ii) la diferencia máxima de frecuencia entre dos regiones sincronizadas;

▼B

iii) el intercambio máximo de potencia activa y reactiva, y

iv) el modo de funcionamiento que deberá aplicarse al CFP;

b) seleccionará el punto de resincronización, teniendo en cuenta los límites de seguridad de la operación en las regiones sincronizadas;

c) establecerá y preparará todas las actuaciones necesarias para la resincronización de las dos regiones sincronizadas en el punto de resincronización;

d) establecerá y preparará una serie posterior de actuaciones para crear conexiones adicionales entre las regiones sincronizadas, y

e) evaluará el grado de preparación de las regiones sincronizadas para efectuar la resincronización, teniendo en cuenta las condiciones enumeradas en la letra a).

2. Al efectuar las tareas enumeradas en el apartado 1, el coordinador de resincronización consultará a los coordinadores de frecuencia de las regiones sincronizadas interesadas y, en relación con las tareas enumeradas en las letras b) a e), consultará asimismo a los GRT que operen las subestaciones utilizadas para la resincronización.

3. Cada coordinador de frecuencia informará a los GRT de su región sincronizada de la resincronización prevista sin demora indebida.

4. Cuando todas las condiciones establecida de conformidad con el apartado 1, letra a), se cumplan, el coordinador de resincronización ejecutará la resincronización activando las actuaciones establecidas de conformidad con el apartado 1, letras c) y d).

CAPÍTULO IV

INTERACCIONES DEL MERCADO

Artículo 35

Procedimiento de suspensión de las actividades de mercado

1. Un GRT podrá suspender temporalmente una o varias de las actividades de mercado establecidas en el apartado 2 cuando:

a) la red de transporte del GRT esté en estado de apagón, o

b) el GRT haya agotado todas las opciones ofrecidas por el mercado y la continuación de las actividades de mercado en el estado de emergencia deteriorarían una o varias de las condiciones referidas en el artículo 18, apartado 3, del Reglamento (UE) 2017/1485, o

c) la continuación de las actividades de mercado disminuiría significativamente la eficacia del proceso de reposición al estado normal o de alerta, o

▼B

d) los instrumentos y medios de comunicación que los GRT necesitan para facilitar las actividades de mercado no están disponibles.

2. Podrán suspenderse con arreglo al apartado 1 las siguientes actividades de mercado:

a) el suministro de capacidad de intercambio para la asignación de capacidad en la zona de oferta correspondiente en las fronteras entre zonas de oferta para cada horizonte temporal del mercado cuando se prevea que la red de transporte no se vaya a devolver al estado normal o de alerta;

b) el suministro por parte de un proveedor de servicios de balance de ofertas de reserva de balance y de ofertas de energía de balance;

c) el suministro por un sujeto de liquidación de una posición de balance al final del horizonte temporal diario si así lo exigen las condiciones relativas al balance;

d) la provisión de modificaciones de la posición de los sujetos de liquidación;

e) la provisión de los programas a que hace referencia el artículo 111, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2017/1485, y

f) otras actividades de mercado pertinentes cuya suspensión se considere necesaria para preservar y/o reponer el sistema.

3. En caso de suspensión de las actividades de mercado con arreglo al apartado 1, a petición del GRT, cada USR operará, cuando sea técnicamente posible, a un valor de consigna de potencia activa establecido por el GRT.

4. Cuando suspenda las actividades de mercado con arreglo al apartado 1, el GRT podrá suspender total o parcialmente la gestión de sus procesos afectados por dicha suspensión.

5. Cuando suspenda las actividades de mercado con arreglo al apartado 1, el GRT se coordinará como mínimo con las siguientes partes:

a) los GRT de las regiones de cálculo de la capacidad en las que participe el GRT;

b) los GRT con los que el GRT tenga acuerdos para la coordinación del balance;

c) los operadores designados del mercado de la electricidad (NEMO) y otras entidades asignadas o delegadas para ejecutar las funciones del mercado con arreglo al Reglamento (UE) 2015/1222 en su zona de control;

d) los GRT de un bloque de control frecuencia-potencia en el que participe el GRT, y

e) responsable del cálculo de la capacidad coordinada de las regiones de cálculo de la capacidad en las que participe el GRT.

▼B

6. En caso de suspensión de las actividades de mercado, cada GRT lanzará el procedimiento de comunicación establecido en el artículo 38.

Artículo 36

Reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT elaborará una propuesta de reglas sobre la suspensión y el restablecimiento de las actividades de mercado.

2. El GRT publicará estas reglas en su sitio web previa aprobación de las mismas por la autoridad reguladora pertinente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE.

3. Las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado serán compatibles en la medida de lo posible con:

a) las reglas relativas al suministro de capacidad de intercambio con las regiones de cálculo de la capacidad interesadas;

b) las reglas de presentación por parte de los proveedores de servicios de balance de ofertas de reserva de balance y de ofertas de energía de balance resultantes de acuerdos con otros GRT para la coordinación del balance;

c) las reglas para la provisión por un sujeto de liquidación de una posición balanceada al final del horizonte temporal diario si así lo exigen las reglas relativas al mercado de balance;

d) las reglas de provisión de modificaciones de la posición de los sujetos de liquidación, y

e) las reglas de provisión de los programas a que hace referencia el artículo 111, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2017/1485.

4. Al elaborar las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, cada GRT convertirá las situaciones referidas en el artículo 35, apartado 1, en parámetros objetivamente definidos que tengan en cuenta los siguientes factores:

a) el porcentaje de deslastre de carga en la zona CFP del GRT que corresponda a:

   i) la incapacidad de una proporción importante de sujetos de liquidación para mantener su balance, o

   ii) la necesidad de que el GRT no siga los procesos habituales de balance para efectuar una reenergización eficiente;

b) el porcentaje de desconexión de generación en la zona CFP del GRT que corresponda a la incapacidad de una proporción importante de sujetos de liquidación para mantener su balance;

▼B

c) la proporción y distribución geográfica de los elementos del sistema de transporte indisponibles que correspondan a:

i) la desincronización de una parte importante de la zona CFP que convierta en contraproducentes los procesos habituales de balance, o

ii) la reducción a cero de la capacidad de intercambio en una frontera entre zonas de oferta;

d) la incapacidad de las entidades afectadas siguientes para ejecutar sus actividades de mercado por razones ajenas a su control:

i) sujetos de liquidación,

ii) proveedores de servicios de balance,

iii) operadores designados del mercado de la electricidad (NEMO) y otras entidades asignadas o delegadas para ejecutar las funciones del mercado con arreglo al Reglamento (UE) 2015/1222,

iv) los GRD conectados a la red de transporte;

e) la falta de herramientas y medios de comunicación en correcto funcionamiento necesarios para efectuar:

i) el acoplamiento único diario o intradiario o cualquier mecanismo de asignación explícita de capacidad, o

ii) el proceso de recuperación de la frecuencia, o

iii) el proceso de sustitución de reservas, o

iv) el suministro por un sujeto de liquidación de una posición balanceada al final del horizonte temporal diario y la provisión de modificaciones de su posición, o

v) la provisión de los programas a que hace referencia el artículo 111, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2017/1485.

5. Las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado establecerán un plazo de respeto obligado para cada parámetro determinado con arreglo al apartado 4 antes de iniciar el procedimiento de suspensión de las actividades de mercado.

6. El GRT interesado evaluará en tiempo real los parámetros determinados con arreglo al apartado 4 sobre la base de la información a su disposición.

7. A más tardar el 18 de diciembre de 2020, la REGRT de electricidad presentará a la Agencia un informe de evaluación del grado de armonización de las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado establecidas por los GRT en el que se indiquen, llegado el caso, los ámbitos que necesiten armonización.

▼C1

8. A más tardar el 18 de junio de 2020, cada GRT presentará a la REGRT de electricidad los datos necesarios para elaborar y presentar el informe con arreglo al apartado 7.

▼B

Artículo 37

Procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado

1. El GRT interesado, en coordinación con los operadores designados del mercado de la electricidad activos en su zona de control y con los GRT vecinos, iniciará el procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas con arreglo al artículo 35, apartado 1, cuando:

a) haya finalizado la situación que provocó la suspensión, y no sea de aplicación ninguna otra situación mencionada en el artículo 35, apartado 1, y

b) las entidades mencionadas en el artículo 38, apartado 2, hayan sido debidamente informadas por adelantado con arreglo al artículo 38.

2. El GRT interesado, en coordinación con los GRT vecinos, iniciará el restablecimiento de los procesos del GRT afectados por la suspensión de las actividades de mercado cuando se cumplan las condiciones del apartado 1, o antes si fuera necesario para restablecer las actividades de mercado.

3. Los operadores designados del mercado de la electricidad interesados, en coordinación con los GRT y las entidades mencionadas en el artículo 35, apartado 5, iniciarán el restablecimiento de los procesos pertinentes de acoplamiento único diario y/o intradiario en cuanto los GRT informen que han sido restaurados los procesos de los GRT.

4. Cuando la provisión de capacidad de intercambio se haya suspendido y posteriormente restablecido, cada GRT interesado actualizará las capacidades de intercambio para la asignación de capacidad utilizando la opción más factible y eficiente de entre las siguientes para cada unidad de tiempo del mercado:

a) las capacidades de intercambio entre zonas de oferta más recientes disponibles obtenidas por el responsable del cálculo de la capacidad coordinada;

b) los procesos de cálculo regional de la capacidad de intercambio entre zonas de oferta aplicables de conformidad con los artículos 29 y 30 del Reglamento (UE) 2015/1222, o,

c) las capacidades de intercambio entre zonas de oferta determinadas, en coordinación con los GRT de la región de cálculo de la capacidad, sobre la base de las condiciones físicas reales de la red.

5. Cuando parte de la zona acoplada total donde se hayan suspendido las actividades de mercado haya vuelto al estado normal o de alerta, los operadores designados del mercado de la electricidad tendrá derecho a ejecutar un acoplamiento del mercado en una parte de la zona acoplada total, en consulta con los GRT y entidades mencionados en el artículo 35, apartado 5, siempre que el GRT haya restablecido el proceso de cálculo de la capacidad.

▼B

6. En un plazo máximo de 30 días desde el restablecimiento de las actividades de mercado, los GRT que hayan suspendido las actividades de mercado restauradas elaborarán un informe, como mínimo en inglés, que contenga una explicación detallada de la justificación, la implementación y las repercusiones de la suspensión del mercado y una referencia al cumplimiento de las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado y lo presentarán a la autoridad reguladora pertinente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, al tiempo que lo ponen a disposición de las entidades mencionadas en el artículo 38, apartado 2.

7. Las autoridades reguladoras de los Estados miembros o la Agencia podrán dictar una recomendación a los GRT interesados de que fomenten las buenas prácticas e impidan incidentes similares en el futuro.

Artículo 38

Procedimiento de comunicación

1. Las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado elaboradas con arreglo al artículo 36 contendrán asimismo un procedimiento de comunicación que detalle las tareas y actuaciones esperadas de cada parte en sus diferentes funciones durante la suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.

2. El procedimiento de comunicarán dispondrá el envío simultáneo de la información a las siguientes entidades:

a) las partes a que se refiere el artículo 35, apartado 5;

b) los responsables de balance;

c) los proveedores de servicios de balance;

d) los GRD conectados a la red de transporte, y

e) la autoridad reguladora pertinente de los Estados miembros interesados, de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE.

3. El procedimiento de comunicación incluirá como mínimo los siguientes pasos:

a) la notificación del GRT de que las actividades de mercado han sido suspendidas de conformidad con el artículo 35;

b) la notificación del GRT de la mejor estimación del tiempo y la fecha de reposición de la red de transporte;

c) la notificación de los operadores designados del mercado de la electricidad y demás entidades asignadas para ejecutar las funciones de mercado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 y con el Reglamento (UE) 2016/1719 en relación con la suspensión de sus actividades, en su caso;

d) las actualizaciones por parte de los GRT en relación con el proceso de reposición de la red de transporte;

e) la notificación por las entidades mencionadas en el apartado 2, letras a) a d), de que sus instrumentos de mercado y sistemas de comunicaciones están en funcionamiento;

▼B

f) la notificación por los GRT de que la red de transporte ha sido restaurada al estado normal o al estado de alerta;

g) la notificación de los operadores designados del mercado de la electricidad y demás entidades asignadas o delegadas para ejecutar las funciones de mercado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 en relación con la mejor estimación del tiempo y la fecha de restablecimiento de las actividades de mercado, y

h) la confirmación por parte de los operadores designados del mercado de la electricidad y demás entidades asignadas o delegadas para ejecutar las funciones de mercado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 de que se han restablecido las actividades de mercado.

4. Todas las notificaciones y actualizaciones por parte de los GRT y los operadores designados del mercado de la electricidad y demás entidades asignadas o delegadas para ejecutar las funciones de mercado a que hace referencia el apartado 3 se publicarán en los sitios web de esas entidades. Cuando no sea posible publicar la notificación o actualización en el sitio web, la entidad sujeta a la obligación de notificación informará por correo electrónico, o por cualquier otro medio disponible, como mínimo a las partes que participen directamente en las actividades de mercado suspendidas.

5. La notificación prevista en el apartado 3, letra e), se efectuará por correo electrónico, o por cualquier otro medio disponible, al GRT interesado.

Artículo 39

Reglas de compensación en caso de suspensión de las actividades de mercado

1. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, cada GRT elaborará una propuesta de reglas de liquidación de los desvíos y de liquidación de la reserva de balance y la energía de balance que serán de aplicación para los períodos de liquidación de desvíos durante los que hayan estado suspendidas las actividades de mercado. El GRT podrá proponer las mismas reglas que aplica a las operaciones normales.

El GRT publicará estas reglas en su sitio web previa aprobación de las mismas por la autoridad reguladora pertinente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE.

Un GRT podrá delegar las tareas del GRT indicadas en el presente artículo a uno o varios terceros, siempre y cuando el tercero pueda ejercer la función correspondiente con al menos tanta eficacia como los GRT. Un Estado miembro o, cuando proceda, una autoridad reguladora, podrá delegar las tareas del GRT indicadas en el presente artículo a uno o varios terceros, siempre y cuando el tercero pueda ejercer la función correspondiente con al menos tanta eficacia como los GRT.

2. Las reglas a que hace referencia el apartado 1 se aplicarán a las liquidaciones del GRT con los sujetos de liquidación, terceros, llegado el caso, y proveedores de servicios de balance.

▼B

3. Las reglas elaboradas de conformidad con el apartado 1:

a) garantizarán la neutralidad financiera de cada GRT y tercero pertinentes indicados en el apartado 1;

b) evitarán distorsiones de los incentivos o incentivos contraproducentes para los responsables de balance, proveedores de servicios de balance y GRT;

c) incentivarán a los sujetos de liquidación para que se esfuercen por estar en equilibrio o por contribuir a restablecer el equilibrio del sistema;

d) evitarán sanciones pecuniarias impuestas a los sujetos de liquidación y proveedores de servicios de balance por la ejecución de las actuaciones solicitadas por el GRT;

e) disuadirán a los GRT de suspender las actividades de mercado, salvo en caso estrictamente necesario, e incentivarán a los GRT para que restablezcan las actividades del mercado cuanto antes, y

f) incentivarán a los proveedores de servicios de balance a ofrecer servicios al GRT que contribuya a reponer el estado normal del sistema.

CAPÍTULO V

INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

Artículo 40

Intercambio de información

1. Además de las disposiciones de los artículos 40 a 53 del Reglamento (UE) 2017/1485, cada GRT en estado de emergencia, apagón o reposición tendrá derecho a recoger la siguiente información:

a) de los GRD identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, la información necesaria sobre, como mínimo:

   i) la parte de su red que funcione en isla,

   ii) la capacidad de sincronizar partes de su red que funcionen en isla, y

   iii) la capacidad de iniciar el funcionamiento en isla;

b) de los USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y los proveedores de servicios de reposición, información sobre como mínimo las siguientes condiciones:

   i) el estado actual de la instalación,

   ii) los límites operativos,

▼B

iii) el tiempo total de activación y el tiempo para aumentar la generación, y

iv) los tiempos críticos de procesos.

2. Durante los estados de emergencia, apagón o reposición, cada GRT facilitará oportunamente y a los efectos de los procedimientos del plan de emergencia del sistema y del plan de reposición la siguiente información, cuando el GRT disponga de ella:

a) a los GRT vecinos, información sobre, como mínimo:

i) la extensión y los límites de la región sincronizada o las regiones sincronizadas a las que pertenezca su zona de control,

ii) las restricciones para operar la región sincronizada,

iii) la duración y cantidad máximas de potencia activa y reactiva que se pueda suministrar a través de las interconexiones, y

iv) cualesquiera otras restricciones técnicas u organizativas;

b) al coordinador de frecuencia de su región sincronizada, información sobre, como mínimo:

i) las restricciones al mantenimiento del funcionamiento en isla,

ii) la carga y generación adicional disponible, y

iii) la disponibilidad de reservas operativas;

c) a los GRD conectados a la red de transporte identificados con arreglo al artículo 11, apartado 4, y al artículo 23, apartado 4, información sobre, como mínimo:

i) el estado del sistema de su red de transporte,

ii) los límites de potencia activa y reactiva, el escalón de reconexión, las posiciones de las tomas de los transformadores y de los interruptores en los puntos de conexión,

iii) la información sobre el estado actual y planificado de los módulos de generación de electricidad conectados al GRD, si no está disponible para el GRD directamente, y

iv) toda la información necesaria para una mayor coordinación con las partes conectadas a la distribución;

d) a los proveedores de servicios en emergencia, información sobre, como mínimo:

i) el estado de su red de transporte, y

ii) las medidas programadas que exigen la participación de los proveedores de servicios en emergencia;

▼B

e) a los GRD y USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y a los proveedores de servicios de reposición, información sobre, como mínimo:

i) el estado de su red de transporte,

ii) la capacidad y los planes para reenergizar en los acoplamientos, y

iii) las medidas programadas que exigen su participación.

3. Los GRT en estado de emergencia, apagón o reposición se intercambiarán información sobre, como mínimo:

a) las circunstancias que hayan provocado el actual estado del sistema de su sistema de transporte, en la medida en que sean conocidas, y

b) los problemas potenciales que hacen necesario el apoyo con potencia activa.

4. Un GRT en estado de emergencia, apagón o reposición proveerá oportunamente información sobre el estado de su red de transporte y, cuando esté disponible, información adicional que explique la situación de la red de transporte:

a) a los operadores designados del mercado de la electricidad, que pondrán esta información a disposición de sus participantes del mercado, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 38;

b) a su autoridad reguladora pertinente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE o, cuando así lo disponga explícitamente la normativa nacional, a las entidades a que hace referencia el artículo 4, apartado 3, y

c) a cualquier otra parte pertinente, según corresponda.

5. Los GRT informarán a cada parte afectada sobre el plan de pruebas elaborado con arreglo al artículo 43, apartados 2 y 3.

Artículo 41

Sistemas de comunicación

1. Cada GRD y USR determinado con arreglo al artículo 23, apartado 4, letras b) y c), cada proveedor de servicios de reposición y cada GRT tendrá un sistema de comunicación por voz implantado con suficientes equipos redundantes y fuentes de suministro de energía de reserva para permitir el intercambio de información necesaria para el plan de reposición durante al menos 24 horas en caso de ausencia total de suministro externo de energía eléctrica, o en caso de fallo de alguno de los equipos individuales del sistema de comunicación por voz. Los Estados miembros podrán exigir una capacidad mínima de energía de reserva superior a 24 horas.

2. Cada GRT establecerá, en consulta con los GRD y los USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y con los proveedores de servicios de reposición, los requisitos técnicos que deberán cumplir sus sistemas de comunicación por voz, así como el sistema de comunicación por voz propio del GRT, a fin de permitir la interoperabilidad y de garantizar que la llamada entrante del GRT pueda ser identificada por la otra parte y ser respondida inmediatamente.

▼B

3. Cada GRT establecerá, en consulta con sus GRT vecinos y los demás GRT de su zona síncrona, los requisitos técnicos que deberán cumplir sus sistemas de comunicación por voz, así como el sistema de comunicación por voz propio del GRT a fin de permitir la interoperabilidad y de garantizar que la llamada entrante del GRT pueda ser identificada por la otra parte y ser respondida inmediatamente.

4. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, los USR identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, que sean módulos de generación de electricidad de tipo B y los proveedores de servicios de reposición que sean módulos de generación de electricidad de tipo A o B, tendrán la posibilidad de disponer solamente de un sistema de comunicación de datos, en lugar de un sistema de comunicación vocal, previo acuerdo con el GRT. Este sistema de comunicación de datos deberá cumplir los requisitos establecidos en los apartados 1 y 2.

5. Los Estados miembros podrán exigir que, además del sistema de comunicación vocal, para apoyar el plan de reposición se utilice un sistema de comunicación complementario; en ese caso, el sistema de comunicación complementario deberá cumplir los requisitos establecidos en el apartado 1.

Artículo 42

Herramientas y equipos

1. Cada GRT pondrá a disposición las herramientas y dispositivos a que hace referencia el artículo 24 del Reglamento (UE) 2017/1485 durante al menos 24 horas en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria.

2. Cada GRD y USR determinado con arreglo al artículo 23, apartado 4, así como cada proveedor de servicios de reposición, pondrá a disposición las herramientas y dispositivos críticos a que hace referencia el artículo 24 del Reglamento (UE) 2017/1485 y utilizados en el plan de reposición durante al menos 24 horas en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria, con arreglo a la definición del GRT.

3. Cada GRT dispondrá de al menos una sala de control de reserva geográficamente separada. La sala de control de reserva contendrá como mínimo las herramientas y dispositivos críticos a los que hace referencia el artículo 24 del Reglamento (UE) 2017/1485. Cada GRT pondrá a disposición una fuente de suministro de energía de reserva para su sala de control de reserva de al menos 24 horas de duración en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria.

4. Cada GRT preparará un procedimiento de transferencia para trasladar funciones de la sala de control principal a la sala de control de reserva lo más rápidamente posible, y en cualquier caso en un plazo máximo de tres horas. El procedimiento incluirá la operación del sistema durante la transferencia.

5. Las subestaciones determinadas esenciales para los procedimientos del plan de reposición con arreglo al artículo 23, apartado 4, serán operativas en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria durante al menos 24 horas. En lo que se refiere a las subestaciones de las zonas síncronas de Irlanda y Letonia, la duración de la operación en caso de pérdida de alimentación eléctrica primaria podrá ser inferior a 24 horas y será aprobada por la autoridad reguladora u otra autoridad competente del Estado miembro, a propuesta del GRT.

▼B

CAPÍTULO VI

CONFORMIDAD Y EVALUACIÓN

SECCIÓN 1

Evaluación de la conformidad de las capacidades de los GRT, GRD y USR

Artículo 43

Principios generales

1. Cada GRT evaluará periódicamente el correcto funcionamiento de todos los equipos y capacidades considerados en el plan de emergencia del sistema y en el plan de reposición. A tal fin, cada GRT verificará periódicamente la conformidad de esos equipos y capacidades, con arreglo al apartado 2 y al artículo 41, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631, al artículo 35, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/1388 y al artículo 69, apartados 1 y 2, del Reglamento (UE) 2016/1447.

2. A más tardar el 18 de diciembre de 2019, cada GRT definirá un plan de pruebas en consulta con los GRD, los USR identificados con arreglo al artículo 11, apartado 4, y al artículo 23, apartado 4, los proveedores de servicios en emergencia y los proveedores de servicios de reposición. El plan de pruebas determinará los equipos y las capacidades pertinentes para el plan de emergencia del sistema y el plan de reposición que se deban someter a prueba.

3. El plan de pruebas incluirá la periodicidad y las condiciones de las pruebas de conformidad con los requisitos mínimos indicados en los artículos 44 a 47. El plan de pruebas seguirá la metodología establecida en el Reglamento (UE) 2016/631, el Reglamento (UE) 2016/1388 y el Reglamento (UE) 2016/1447 para la capacidad probada correspondiente. En lo que se refiere a los USR no sujetos al Reglamento (UE) 2016/631, al Reglamento (UE) 2016/1388 y al Reglamento (UE) 2016/1447, el plan de pruebas seguirá las disposiciones de la normativa nacional.

4. Ningún GRT, GRD, USR, proveedor de servicios en emergencia ni proveedor de servicios de reposición pondrá en peligro la seguridad de la operación de la red de transporte y del sistema de transporte interconectado durante la prueba. La prueba se efectuará de forma tal que minimice el impacto en los usuarios del sistema.

5. Se considerará que la prueba se ha efectuado con éxito cuando cumpla las condiciones establecidas por el gestor de red pertinente con arreglo al apartado 3. Siempre que no se cumplan dichas condiciones, el GRT, el GRD, el USR, el proveedor de servicios en emergencia y el proveedor de servicios de reposición repetirá la prueba.

Artículo 44

Evaluación de la conformidad de las capacidades de los módulos de generación de electricidad

1. Cada proveedor de servicios de reposición que sea un módulo de generación de electricidad que proporcione un servicio de arranque autónomo efectuará, como mínimo cada tres años, una prueba de capacidad de arranque autónomo según la metodología establecida en el artículo 45, apartado 5, del Reglamento (UE) 2016/631.

▼B

2. Cada proveedor de servicios de reposición que sea un módulo de generación de electricidad que proporcione un servicio de resincronización rápida efectuará una prueba de cambio a operación sobre consumos propios después de cualquier cambio en los equipos que tengan un impacto sobre su capacidad de operación sobre consumos propios, o después de dos activaciones sucesivas sin éxito en funcionamiento real, según la metodología establecida en el artículo 45, apartado 6, del Reglamento (UE) 2016/631.

Artículo 45

Evaluación de la conformidad de las instalaciones de demanda que proporcionen gestión de la demanda

1. Cada proveedor de servicios en emergencia que proporcione gestión de la demanda efectuará una prueba de modificación de la demanda, después de dos actuaciones consecutivas sin éxito en funcionamiento real, o como mínimo cada año, según la metodología establecida en el artículo 41, apartado 1, del Reglamento (UE) 2016/1388.

2. Cada proveedor de servicios en emergencia que proporcione gestión de la demanda mediante deslastre de cargas por subfrecuencia efectuará una prueba de deslastre de cargas por subfrecuencia en un plazo determinado a nivel nacional y según la metodología establecida en el artículo 37, apartado 4, del Reglamento (UE) 2016/1388 para las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o según una metodología similar definida por el gestor de red pertinente para otras instalaciones de demanda.

Artículo 46

Evaluación de la conformidad de las capacidades HVDC

Cada proveedor de servicios de reposición que sea un sistema HVDC que proporcione un servicio de arranque autónomo efectuará, como mínimo cada tres años, una prueba de capacidad de arranque autónomo según la metodología establecida en el artículo 70, apartado 11, del Reglamento (UE) 2016/1447.

Artículo 47

Evaluación de la conformidad de los relés de deslastre de cargas por subfrecuencia

Cada GRD y GRT efectuará pruebas con los relés de deslastre de cargas por subfrecuencia implantados en sus instalaciones en un plazo determinado a nivel nacional y según la metodología establecida en el artículo 37, apartado 6, y en el artículo 39, apartado 5, del Reglamento (UE) 2016/1388.

Artículo 48

Pruebas de los sistemas de comunicación

1. Cada GRD y USR identificado con arreglo al artículo 23, apartado 4, cada GRT y cada proveedor de servicios de reposición efectuará pruebas de los sistemas de comunicación definidos en el artículo 41, como mínimo una vez al año.

▼B

2. Cada GRD y USR identificado con arreglo al artículo 23, apartado 4, cada GRT y cada proveedor de servicios de reposición efectuará pruebas de la fuente de suministro de energía de reserva de sus sistemas de comunicación, como mínimo una vez cada cinco años.

3. A más tardar el 18 de diciembre de 2024, cada GRT, en consulta con los demás GRT, definirá un plan de pruebas del sistema de comunicación entre GRT.

Artículo 49

Pruebas de las herramientas y equipos

1. Cada GRT efectuará pruebas de la capacidad de las fuentes de energía principal y de reserva para alimentar sus salas de control principal y de reserva, con arreglo al artículo 42, como mínimo una vez al año.

2. Cada GRT efectuará pruebas de la funcionalidad de las herramientas y dispositivos críticos principales y de reserva a que hace referencia el artículo 24 del Reglamento (UE) 2017/1485, como mínimo cada tres años. Cuando estas herramientas y dispositivos impliquen a GRD o a USR, estas partes participarán en la prueba.

3. Cada GRT efectuará pruebas de la capacidad de las fuentes de energía de reserva para suministrar servicios esenciales de las subestaciones determinadas prioritarias para los procedimientos del plan de reposición con arreglo al artículo 23, apartado 4, como mínimo cada cinco años. Cuando estas subestaciones estén situadas en redes de distribución, efectuará la prueba el GRD.

4. Cada GRT efectuará pruebas del procedimiento de transferencia de la sala de control principal a la sala de control de reserva, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42, apartado 4, como mínimo una vez al año.

SECCIÓN 2

Pruebas de conformidad y revisión de los planes de emergencia y de reposición del sistema

Artículo 50

Evaluación de la conformidad y revisión periódica del plan de emergencia del sistema

1. Cada GRD afectado por la implementación del deslastre de cargas por subfrecuencia en sus instalaciones actualizará una vez al año la comunicación al operador del sistema emisor de la notificación prevista en el artículo 12, apartado 6, letra b). Esta comunicación indicará los valores de frecuencia en los que se inicia la desconexión de demanda neta y el porcentaje de demanda neta desconectada en cada valor.

2. Cada GRT supervisará la correcta implementación del deslastre de cargas por subfrecuencia sobre la base de la comunicación escrita anual a que hace referencia el apartado 1 y, llegado el caso, atendiendo a los detalles de implementación de las instalaciones de los GRT.

▼B

3. Cada GRT revisará, como mínimo cada cinco años, su plan completo de emergencia del sistema a fin de evaluar su eficacia. En su evaluación, el GRT tendrá en cuenta como mínimo:

a) el desarrollo y la evolución de su red desde la última evaluación o el primer diseño;

b) las capacidades de los nuevos equipos instalados en las redes de transporte y distribución desde la última evaluación o el primer diseño;

c) los USR que hayan iniciado actividades desde la última evaluación o el primer diseño, sus capacidades y los servicios relevantes prestados;

d) las pruebas efectuadas y el análisis de los incidentes del sistema con arreglo al artículo 56, apartado 5, del Reglamento (UE) 2017/1485, y

e) los datos operativos recogidos durante el funcionamiento normal y después de la perturbación.

4. Cada GRT revisará las medidas pertinentes de su plan de emergencia del sistema con arreglo al apartado 3 antes de cualquier cambio sustancial de la configuración de la red.

5. Cuando el GRT determine la necesidad de adaptar el plan de emergencia del sistema, modificará su plan e implementará estas modificaciones de conformidad con el artículo 4, apartado 2, letras c) y d), y con los artículos 11 y 12.

Artículo 51

Evaluación de la conformidad y revisión periódica del plan de reposición del sistema

1. Cada GRT revisará las medidas de su plan de reposición sobre la base de simulaciones informáticas de prueba, a través de los datos de los GRD identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y de los proveedores de servicios de reposición, como mínimo cada cinco años. El GRT definirá estas pruebas de simulación en un procedimiento específico de pruebas que comprenda como mínimo:

a) los caminos de reposición desde de los proveedores de servicios de reposición con capacidades de arranque autónomo o de funcionamiento en isla;

b) la alimentación de los auxiliares principales de los módulos de generación de electricidad;

c) el proceso de reconexión de la demanda, y

d) el proceso de resincronización de las redes que funcionen en isla.

2. Además, cuando el GRT lo considere necesario para la eficacia del plan de reposición, cada GRT efectuará pruebas de funcionamiento de partes del plan de reposición, en coordinación con los GRD identificados con arreglo al artículo 23, apartado 4, y con los proveedores de servicios de reposición. El GRT definirá, en consulta con los GRD y los proveedores de servicios de reposición, esas pruebas de funcionamiento en un procedimiento específico de prueba.

▼B

3. Cada GRT evaluará la eficacia de su plan de reposición, como mínimo cada cinco años.

4. Cada GRT revisará las medidas pertinentes de su plan de reposición del sistema con arreglo al apartado 1 y revisará su eficacia antes de cualquier cambio sustancial de la configuración de la red.

5. Cuando el GRT determine la necesidad de adaptar el plan de reposición del sistema, modificará su plan e implementará estas modificaciones de conformidad con el artículo 4, apartado 2, letras c) y d), y con los artículos 23 y 24.

CAPÍTULO VII

APLICACIÓN

Artículo 52

Supervisión

1. La REGRT de Electricidad supervisará la aplicación del presente Reglamento de conformidad con el artículo 8, apartado 8, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. La supervisión abarcará los siguientes aspectos concretos:

a) la determinación de divergencias en la aplicación del presente Reglamento al nivel nacional en lo relativo a los elementos enumerados en el artículo 4, apartado 2;

b) la evaluación de la coherencia de los planes de emergencia del sistema y de los planes de reposición ejecutados por los GRT, de conformidad con el artículo 6;

c) los umbrales por encima de los cuales el impacto de las actuaciones de uno o varios GRT en los estados de emergencia, apagón o reposición se considerará significativo para otros GRT dentro de la región de cálculo de la capacidad, de conformidad con el artículo 6;

d) el nivel de armonización de las reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado establecidas por los GRT de conformidad con el artículo 36, apartado 1, y a los efectos del informe previsto en el artículo 36, apartado 7;

e) el nivel de armonización de las reglas de liquidación de los desvíos y de liquidación de la energía de balance en caso de suspensión de las actividades de mercado a que se refiere el artículo 39.

2. A más tardar el 18 de diciembre de 2018, la Agencia, en cooperación con la REGRT de Electricidad, elaborará una lista de la información pertinente que deberá comunicar la REGRT de Electricidad a la Agencia de conformidad con el artículo 8, apartado 9, y con el artículo 9, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. La lista de la información pertinente podrá ser objeto de actualizaciones. La REGRT de Electricidad mantendrá un archivo digital de datos exhaustivo, en un formato normalizado, que recogerá la información solicitada por la Agencia.

▼B

3. Los GRT relevantes deberán enviar a la REGRT de Electricidad la información necesaria para que esta pueda desempeñar las tareas mencionadas en los apartados 1 y 2.

4. Previa solicitud de la autoridad reguladora pertinente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE, los GRD y las entidades previstas en el artículo 39, apartado 1, facilitarán a los GRT la información contemplada en el apartado 2, a menos que dicha información ya haya sido puesta a disposición de las autoridades reguladoras, los GRT, la Agencia o la REGRT de Electricidad en el desempeño de sus respectivas funciones de supervisión de la aplicación, con el objetivo de evitar la duplicación de información.

Artículo 53

Participación de las partes interesadas

La Agencia, en estrecha cooperación con la REGRT de Electricidad, organizará la participación de las partes interesadas en lo relativo a la gestión segura de la red y otros aspectos de la aplicación del presente Reglamento. Dicha participación implicará reuniones periódicas con las partes interesadas con vistas a definir problemas y proponer mejoras respecto a la gestión segura de la red.

CAPÍTULO VIII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 54

Modificaciones de contratos y condiciones generales

Todas las cláusulas pertinentes en los contratos y condiciones generales de los GRT, los GRD y los USR en relación con la gestión del sistema se ajustarán a los requisitos establecidos en el presente Reglamento. A tal efecto, dichos contratos y condiciones generales se modificarán en consecuencia.

Artículo 55

Entrada en vigor

El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

El artículo 15, apartados 5 a 8, el artículo 41 y el artículo 42, apartados 1, 2 y 5, se aplicarán a partir del 18 de diciembre de 2022.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

▼B

ANEXO

Características del esquema de deslastre automático de cargas por subfrecuencia:

Parámetro	Valores para la ZS Europa Continental	Valores para la ZS Países Nórdicos	Valores para la ZS Gran Bretaña	Valores para la ZS Irlanda	Unidad de medida
Nivel inicial obligatorio para el deslastre de cargas: Frecuencia	49	48,7 – 48,8	48,8	48,85	Hz
Nivel inicial obligatorio para el deslastre de cargas: Cantidad de carga a desconectar	5	5	5	6	% de la carga total nacional
Nivel final obligatorio para el deslastre de cargas: Frecuencia	48	48	48	48,5	Hz
Nivel final obligatorio para el deslastre de cargas: Cantidad acumulada de carga a desconectar	45	30	50	60	% de la carga total nacional
Rango de implementación	± 7	± 10	± 10	± 7	% de la carga total nacional para una frecuencia determinada
Número mínimo de escalones para alcanzar el nivel final obligatorio	6	2	4	6	Número de escalones:
Deslastre máximo de cargas para cada escalón	10	15	10	12	% de la carga total nacional para un escalón determinado