

II

(Actos no legislativos)

REGLAMENTOS

REGLAMENTO (UE) 2017/1485 DE LA COMISIÓN

de 2 de agosto de 2017

por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad

(Texto pertinente a efectos del EEE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Visto el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003 ⁽¹⁾, y en particular su artículo 18, apartado 3, letra d), y su artículo 18, apartado 5,

Considerando lo siguiente:

- (1) Un mercado interior de la energía plenamente interconectado y funcional es crucial para mantener la seguridad del suministro energético, aumentar la competitividad y garantizar que todos los consumidores puedan adquirir energía a precios asequibles.
- (2) El Reglamento (CE) n.º 714/2009 establece normas no discriminatorias que regulan el acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad con objeto de asegurar el buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.
- (3) Deben establecerse normas armonizadas sobre la operación del sistema aplicables a los gestores de redes de transporte (GRT), los gestores de redes de distribución (GRD) y los usuarios significativos de la red (USR), a fin de proporcionar un marco jurídico claro para la operación del sistema, facilitar el comercio de electricidad a escala de la Unión, garantizar la seguridad del sistema, velar por la disponibilidad y el intercambio de los datos y la información necesarios entre GRT y entre estos y todas las demás partes interesadas, promover la integración de las fuentes de energía renovables, permitir un uso más eficiente de la red y reforzar la competencia, en beneficio de los consumidores.
- (4) Para garantizar la seguridad de la operación del sistema de transporte interconectado, es esencial definir un conjunto de requisitos mínimos comunes para la operación del sistema de la Unión, para la cooperación transfronteriza entre los GRT y para la utilización de las características relevantes de los GRD y los USR conectados.
- (5) Todos los GRT deben cumplir los requisitos mínimos comunes aplicables a los procedimientos necesarios para preparar la operación en tiempo real, elaborar modelos de red individuales y presentar modelos de red comunes, facilitar el uso eficiente y coordinado de las medidas correctoras necesarias para la operación en tiempo real al objeto de mantener la seguridad de la operación, la calidad y la estabilidad del sistema de transporte interconectado, y para respaldar el funcionamiento eficiente del mercado interior europeo de la electricidad y facilitar la integración de las fuentes de energía renovables.
- (6) Aunque actualmente existen diversas iniciativas voluntarias de cooperación regional en la operación del sistema promovidas por GRT, se requiere una coordinación formal entre los GRT para gestionar la red de transporte de la

⁽¹⁾ DO L 211 de 14.8.2009, p. 15.

Unión, a fin de responder a la transformación del mercado de la electricidad de la Unión. Las normas sobre la operación del sistema contempladas en el presente Reglamento requieren un marco institucional que refuerce la coordinación entre los GRT, lo que incluye la participación obligatoria de estos en coordinadores regionales de la seguridad (CRS). Los requisitos comunes para el establecimiento de CRS y de sus tareas previstos en el presente Reglamento constituyen un primer paso hacia la coordinación regional y la integración de la operación del sistema y deben facilitar la consecución de los objetivos del Reglamento (CE) n.º 714/2009 y reforzar la seguridad de suministro de la Unión.

- (7) El presente Reglamento debe establecer un marco para la cooperación obligatoria de los GRT mediante la designación de CRS. Los CRS deben formular recomendaciones a los GRT de la región de cálculo de la capacidad respecto a la que hayan sido designados. Los GRT deben decidir a título individual si seguir o no las recomendaciones del CRS. El GRT debe mantener la responsabilidad de preservar la seguridad de la operación de su zona de control.
- (8) Se requieren normas sobre formación y certificación operativas para garantizar la cualificación y la correcta formación del personal de los gestores de redes y demás personal de operación, así como la certificación del personal de los gestores de redes necesaria para la gestión segura de la red de transporte en tiempo real en todas las situaciones operativas. Las normas de formación y certificación afianzan y formalizan las mejores prácticas existentes entre los GRT y garantizan la aplicación de unas normas mínimas por todos los GRT de la Unión.
- (9) Los requisitos en materia de pruebas operativas y supervisión pretenden asegurar el correcto funcionamiento de los elementos de la red de transporte, la red de distribución y los equipos de los usuarios de la red. Deben planificarse y coordinarse las pruebas operativas para minimizar las perturbaciones de la estabilidad, la operación y la eficiencia económica del sistema interconectado.
- (10) En vista de que las indisponibilidades planificadas afectan también a la estabilidad de la red fuera de la zona de control de los GRT, cada GRT debe, en el ámbito de la programación de la operación, supervisar la viabilidad de las indisponibilidades planificadas en cada horizonte temporal y, si es necesario, coordinarlas con los GRT, GRD y USR cuando repercutan en flujos transfronterizos que afecten a la seguridad de la operación de las redes de transporte.
- (11) Los procesos operativos y de programación necesarios para prever dificultades de seguridad de la operación en tiempo real y preparar las medidas correctoras pertinentes implican un intercambio de datos oportuno y adecuado. Así pues, tal intercambio no debe verse obstaculizado por barreras entre los diferentes agentes implicados.
- (12) Uno de los procesos más críticos para garantizar la seguridad de la operación con un elevado nivel de fiabilidad y calidad es el control frecuencia-potencia («CFP»). Solo es posible un CFP efectivo si se impone a los GRT y a los GRD de conexión de reservas la obligación de cooperar para la gestión de las redes de transporte interconectadas como una única entidad, y a los módulos de generación de electricidad e instalaciones de demanda de los proveedores, la obligación de cumplir los requisitos técnicos mínimos relevantes.
- (13) Las disposiciones en materia de CFP y de reservas pretenden establecer requisitos claros, objetivos y armonizados para los GRT, los GRD de conexión de reservas, los módulos de generación de electricidad y las instalaciones de demanda de los proveedores al objeto de garantizar la seguridad de la red y el funcionamiento eficiente del mercado interior de la electricidad, en un entorno de competencia efectiva y no discriminatoria. Las disposiciones en materia de CFP y de reservas deben proporcionar el marco técnico necesario para el desarrollo de mercados de balance transfronterizos.
- (14) A fin de garantizar la calidad de la frecuencia común del sistema, es esencial definir un conjunto de requisitos y principios mínimos relativos al CFP y las reservas a escala de la Unión, que sirvan de base tanto para la cooperación transfronteriza entre los GRT como, si procede, para la utilización de características de las redes de generación, de consumo y de distribución conectadas. A tal fin, el presente Reglamento aborda la estructura y las reglas operativas, los criterios y objetivos de calidad, el dimensionamiento de las reservas, el intercambio, el reparto y la distribución de reservas y la supervisión en relación con el CFP.
- (15) Las zonas síncronas no se detienen en las fronteras de la Unión y pueden incluir el territorio de terceros países. La Unión, los Estados miembros y los GRT deben tener como objetivo una operación del sistema en condiciones de seguridad dentro de todas las zonas síncronas de la Unión. Deben apoyar a terceros países en la aplicación de normas similares a las contenidas en el presente Reglamento. La REGRT de Electricidad debe facilitar la cooperación entre los GRT de la Unión y los GRT de terceros países en la operación del sistema en condiciones de seguridad.

- (16) De conformidad con el artículo 8 del Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁾, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía («Agencia») debe tomar una decisión si las autoridades reguladoras competentes no consiguen llegar a un acuerdo sobre las condiciones o metodologías comunes.
- (17) El presente Reglamento ha sido elaborado en estrecha cooperación con la Agencia, la REGRT de Electricidad y las partes interesadas, con vistas a la adopción transparente y participativa de normas eficaces, equilibradas y proporcionadas. De conformidad con el artículo 18, apartado 3, del Reglamento (CE) n.º 714/2009, la Comisión debe consultar a la Agencia, la REGRT de Electricidad y demás partes interesadas antes de proponer modificaciones del presente Reglamento.
- (18) Las medidas previstas en el presente Reglamento se ajustan al dictamen del Comité al que se refiere el artículo 23, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

HA ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

PARTE I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1

Objeto

A efectos de preservar la seguridad de la operación, la calidad de la frecuencia y el uso eficiente del sistema y los recursos interconectados, el presente Reglamento establece directrices detalladas sobre:

- a) los requisitos y principios de la seguridad de la operación;
- b) las reglas y responsabilidades para la coordinación y el intercambio de datos entre los GRT, entre los GRT y los GRD, y entre los GRT o los GRD y los USR, en la programación de la operación y próxima al tiempo real;
- c) las reglas para la formación y la certificación del personal de los gestores de redes;
- d) los requisitos relativos a la coordinación de indisponibilidades;
- e) los requisitos para la programación entre las zonas de control de los GRT, y
- f) las reglas destinadas al establecimiento de un marco de la Unión para el control frecuencia-potencia y para las reservas.

Artículo 2

Ámbito de aplicación

1. Las reglas y requisitos previstos en el presente Reglamento se aplicarán a los siguientes USR:
 - a) módulos de generación de electricidad existentes y nuevos que están o estarían clasificados como de tipo B, C y D, de acuerdo con el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión ⁽²⁾;
 - b) instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, nuevas y existentes;
 - c) redes de distribución cerradas conectadas a la red de transporte, nuevas y existentes;
 - d) instalaciones de demanda, redes de distribución cerradas y terceras partes, nuevas y existentes, que proporcionan una respuesta de la demanda directamente al GRT de conformidad con el artículo 27 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión ⁽³⁾;

⁽¹⁾ Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 211 de 14.8.2009, p. 1).

⁽²⁾ 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).

⁽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).

- e) proveedores de redespacho de módulos de generación de electricidad o instalaciones de demanda mediante agregación, y proveedores de reservas de potencia activa de conformidad con la parte IV, título 8, del presente Reglamento, y
- f) sistemas de corriente continua de alta tensión («HVDC»), nuevos y existentes, de conformidad con los criterios del artículo 3, apartado 1, del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión ⁽¹⁾.
2. El presente Reglamento se aplicará a todas las redes de transporte, redes de distribución e interconexiones de la Unión, salvo a las redes de transporte y las redes de distribución, o partes de las mismas, situadas en islas de los Estados miembros cuyas redes no estén conectadas de forma síncrona a las zonas síncronas Europa Continental (CE), Gran Bretaña (GB), Nórdica, Irlanda e Irlanda del Norte (IE/NI) o Báltica.
3. Cuando en un Estado miembro exista más de un GRT, el presente Reglamento se aplicará a todos sus GRT. Cuando un GRT no tenga una función relevante respecto a una o varias de las obligaciones previstas en el presente Reglamento, los Estados miembros podrán, en el marco del régimen normativo nacional, prever que la responsabilidad de un GRT de cumplir una o varias de las obligaciones previstas en el presente Reglamento se asigne a uno o varios GRT específicos.
4. Los GRT de Lituania, Letonia y Estonia, 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 las disposiciones del anexo I del presente Reglamento, salvo disposición en contrario de un acuerdo de cooperación con GRT de terceros países que establezca las bases de su cooperación en materia de operación del sistema en condiciones de seguridad con arreglo al artículo 13.
5. Cuando los requisitos previstos en el presente Reglamento deban ser establecidos por un gestor de red relevante que no sea un GRT, los Estados miembros podrán prever que sea el GRT, en lugar del primero, el responsable de establecer los requisitos pertinentes.

Artículo 3

Definiciones

1. A efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones del artículo 2 del Reglamento (CE) n.º 714/2009, del artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión ⁽²⁾, del artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, del artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, del artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, del artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión ⁽³⁾, del artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión ⁽⁴⁾, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad, y del artículo 2 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁵⁾.
2. Asimismo, serán de aplicación las siguientes definiciones:
- 1) «seguridad de la operación», la capacidad de la red de transporte para mantener o para recuperar lo antes posible un estado normal, y que se caracteriza por límites de seguridad de la operación;
 - 2) «restricción», situación que requiere la preparación y activación de una medida correctora para respetar los límites de seguridad de la operación;
 - 3) «situación N», situación en la que no hay ningún elemento de la red de transporte indisponible debido a una contingencia;
 - 4) «lista de contingencias», la lista de contingencias que deben simularse para comprobar la conformidad con los límites de seguridad de la operación;

⁽¹⁾ Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua (DO L 241 de 8.9.2016, p. 1).

⁽²⁾ 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).

⁽³⁾ 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).

⁽⁴⁾ 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).

⁽⁵⁾ 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).

- 5) «estado normal», situación en la que la red se encuentra dentro de los límites de seguridad de la operación en la situación N y después de producirse una contingencia incluida en la lista de contingencias, teniendo en cuenta el efecto de las medidas correctoras disponibles;
- 6) «reservas de contención de la frecuencia» o «RCF», las reservas de potencia activa disponibles para contener la frecuencia del sistema después de producirse un desequilibrio;
- 7) «reservas de recuperación de la frecuencia» o «RRF», las reservas de potencia activa disponibles para devolver la frecuencia del sistema a la frecuencia nominal y, para las zonas síncronas integradas por más de una zona de CFP, para ajustar la potencia al valor programado;
- 8) «reservas de sustitución» o «RS», las reservas empleadas para restablecer o respaldar el nivel de RRF requerido al objeto de prepararse para desequilibrios adicionales del sistema, incluidas las reservas de generación;
- 9) «proveedor de reservas», una entidad jurídica con una obligación legal o contractual de proveer de RCF, RRF o RS procedentes de, como mínimo, una unidad proveedora de reservas o un grupo proveedor de reservas;
- 10) «unidad proveedora de reservas», un módulo de generación de electricidad o una unidad de demanda, o una agregación de módulos de generación de electricidad y/o de unidades de demanda, conectados a un punto de conexión común que cumple los requisitos para proveer de RCF, RRF y RS;
- 11) «grupo proveedor de reservas», una agregación de módulos de generación de electricidad, unidades de demanda y/o unidades proveedoras de reservas conectados a más de un punto de conexión que cumple los requisitos para proveer de RCF, RRF y RS;
- 12) «zona de control frecuencia-potencia» o «zona de CFP», una parte de una zona síncrona o una zona síncrona completa, demarcada físicamente por puntos de medición en interconectores con otras zonas de CFP, gestionada por uno o varios GRT que cumplen las obligaciones de control de frecuencia-potencia;
- 13) «tiempo de recuperación de la frecuencia», el tiempo máximo previsto después de producirse un desequilibrio instantáneo de potencia igual o inferior al incidente de referencia en el que la frecuencia del sistema vuelve a situarse en el rango de recuperación de la frecuencia, en el caso de las zonas síncronas con una sola zona de CFP, y, en el caso de las zonas síncronas con más de una zona de CFP, el tiempo máximo previsto después de producirse un desequilibrio instantáneo de potencia en una zona de CFP en el que se compensa el desequilibrio;
- 14) «criterio (N-1)», regla según la cual los elementos de la zona de control de un GRT que siguen funcionando después de producirse una contingencia son capaces de acomodar la nueva situación operativa sin vulnerar ningún límite de seguridad de la operación;
- 15) «situación (N-1)», situación de la red de transporte en la que se ha producido una contingencia incluida en la lista de contingencias;
- 16) «reserva de potencia activa», las reservas de balance disponibles para mantener la frecuencia;
- 17) «estado de alerta», estado en el que la red se encuentra dentro de los límites de seguridad de la operación, pero se ha detectado una contingencia incluida en la lista de contingencias y las medidas correctoras disponibles no serían suficientes para mantener el estado normal en caso de que se produzca la contingencia;
- 18) «bloque de control frecuencia-potencia» o «bloque de CFP», una parte de una zona síncrona o una zona síncrona completa, demarcada físicamente por puntos de medición en interconectores con otros bloques de CFP, gestionada por uno o varios GRT que cumplen las obligaciones de control de frecuencia-potencia;
- 19) «error de control de zona» o «ECZ», la suma del error de control de potencia (« ΔP »), es decir, la diferencia en tiempo real entre el valor efectivo medido de la potencia intercambiada en tiempo real («P») y el programa de control («P0») de una zona de CFP o un bloque de CFP específicos y el error de control de frecuencia (« $K \cdot \Delta f$ »), es decir, el producto del factor K y el desvío de frecuencia de esa zona de CFP o bloque de CFP específicos, donde el error de control de zona equivale a $\Delta P + K \cdot \Delta f$;
- 20) «programa de control», una secuencia de valores de consigna para el intercambio neto de potencia de una zona de CFP o un bloque de CFP a través de interconectores de corriente alterna («AC»);
- 21) «control de la tensión», las medidas de control manuales o automáticas en el nodo de generación, en los nodos terminales de las líneas de AC o los sistemas HVDC, en los transformadores, u otros medios, cuyo objetivo es mantener el nivel de tensión fijado o el valor de consigna de la potencia reactiva;
- 22) «estado de apagón», estado de la red en el que se interrumpe el funcionamiento de la totalidad o una parte de la red de transporte;

- 23) «contingencia interna», una contingencia producida dentro de la zona de control del GRT, incluidos los interconectores;
- 24) «contingencia externa», una contingencia producida fuera de la zona de control del GRT y excluidos los interconectores, con un factor de influencia superior al umbral de influencia de la contingencia;
- 25) «factor de influencia», el valor numérico utilizado para cuantificar el mayor efecto de la indisponibilidad de un elemento de la red de transporte situado fuera de la zona de control del GRT, excluidos los interconectores, en términos de una variación en los flujos de potencia o tensión a raíz de dicha indisponibilidad, en cualquier elemento de la red de transporte; su valor será mayor cuanto mayor sea el efecto;
- 26) «umbral de influencia de la contingencia», valor límite numérico respecto al cual se comprueban los factores de influencia; se considera que la aparición de una contingencia situada fuera de la zona de control del GRT con un factor de influencia superior al umbral de influencia de la contingencia tiene un efecto importante sobre la zona de control del GRT, incluidos los interconectores;
- 27) «análisis de contingencias», una simulación por ordenador de las contingencias de la lista de contingencias;
- 28) «tiempo crítico de despeje de falta», el tiempo máximo de duración de una falta durante el cual el funcionamiento de la red de transporte se mantiene estable;
- 29) «falta», todo tipo de cortocircuito (monofásico, bifásico o trifásico, con o sin conexión a tierra), ruptura de un conductor, interrupción de un circuito o intermitencia de una conexión que tiene como resultado la indisponibilidad permanente del elemento de la red de transporte afectado;
- 30) «elemento de la red de transporte», cualquier componente de la red de transporte;
- 31) «perturbación», un suceso no planificado que puede dar lugar a que la red de transporte se desvíe del estado normal;
- 32) «estabilidad dinámica», término común que incluye la estabilidad de ángulo del rotor, la estabilidad de la frecuencia y la estabilidad de la tensión;
- 33) «evaluación de la estabilidad dinámica», la evaluación de la seguridad de la operación en términos de estabilidad dinámica;
- 34) «estabilidad de la frecuencia», la capacidad de la red de transporte para mantener la frecuencia estable en la situación N y después de haber sufrido una perturbación;
- 35) «estabilidad de tensión», la capacidad de una red de transporte para mantener tensiones admisibles en todos los nodos de la red de transporte en la situación N y después de haber sufrido una perturbación;
- 36) «estado de la red», el estado de funcionamiento de la red de transporte en relación con los límites de seguridad de la operación, que puede ser estado normal, estado de alerta, estado de emergencia, estado de apagón y estado de reposición;
- 37) «estado de emergencia», el estado de la red en el que se produce una vulneración de uno o varios límites de seguridad de la operación;
- 38) «estado de reposición», el estado de la red en el que el objetivo de todas las actividades de la red de transporte consiste en restablecer el funcionamiento de la red y mantener la seguridad de la operación después del estado de apagón o del estado de emergencia;
- 39) «contingencia excepcional», la presencia simultánea de varias contingencias con una causa común;
- 40) «desvío de frecuencia», la diferencia, positiva o negativa, entre la frecuencia real y la frecuencia nominal de la zona síncrona;
- 41) «frecuencia del sistema», la frecuencia eléctrica del sistema, que puede medirse en todas las partes de la zona síncrona bajo el supuesto de que existe un valor coherente para el sistema en un intervalo de segundos, con ligeras diferencias entre diferentes ubicaciones de medición;
- 42) «proceso de recuperación de la frecuencia» o «PRF», un proceso destinado a devolver la frecuencia del sistema a la frecuencia nominal y, en las zonas síncronas integradas por más de una zona de CFP, un proceso destinado a ajustar la potencia al valor programado;
- 43) «error de control de la recuperación de la frecuencia» o «ECRF», el error de control del PRF, que equivale al ECZ de una zona de CFP o, si esta se corresponde geográficamente con la zona síncrona, al desvío de frecuencia;

- 44) «programa», un conjunto de valores de referencia que representan la generación, el consumo o el intercambio de electricidad durante un período determinado;
- 45) «factor K de una zona de CFP o de un bloque de CFP», un valor lo más cercano posible o mayor que la suma del autocontrol de generación, la autorregulación de la carga y la contribución de las reservas para contención de la frecuencia, dividida por el desvío máximo de frecuencia en régimen permanente, expresado en megavatios por hercio («MW/Hz»);
- 46) «estado local», la calificación de un estado de alerta, de emergencia o de apagón cuando no hay riesgo de que las consecuencias vayan más allá de la zona de control, incluidos los interconectores conectados a dicha zona de control;
- 47) «desvío máximo de frecuencia en régimen permanente», el desvío máximo de frecuencia previsto tras producirse un desequilibrio igual o inferior al incidente de referencia en el que se ha previsto que se establezca la frecuencia del sistema;
- 48) «zona de observabilidad», la red de transporte propia de un GRT y las partes relevantes de las redes de distribución y de las redes de transporte de GRT vecinos, en la que el GRT aplica seguimiento y modelización en tiempo real para mantener la seguridad de la operación en su zona de control, incluidos los interconectores;
- 49) «GRT vecinos», los GRT directamente conectados a través de, al menos, un interconector de AC o DC;
- 50) «análisis de la seguridad de la operación», la gama completa de actividades informáticas, manuales y automáticas realizadas para evaluar la seguridad de la operación de la red de transporte y determinar las medidas correctoras necesarias para mantenerla;
- 51) «indicadores de la seguridad de la operación», indicadores utilizados por los GRT para supervisar la seguridad de la operación desde el punto de vista de los estados de la red y las faltas y perturbaciones que afectan a la misma;
- 52) «clasificación de la seguridad de la operación», la clasificación utilizada por los GRT para supervisar la seguridad de la operación utilizando los indicadores de la misma;
- 53) «pruebas operativas», las pruebas realizadas por un GRT o un GRD a efectos de mantenimiento, desarrollo de prácticas de gestión de la red y formación al respecto, así como de adquisición de información sobre el comportamiento de la red de transporte en condiciones anormales, y las pruebas realizadas con fines similares por USR en sus instalaciones;
- 54) «contingencia ordinaria», contingencia que se produce en una sola rama o inyección;
- 55) «contingencia fuera de rango», la producción simultánea de varias contingencias sin una causa común, o una pérdida de módulos de generación de electricidad con una pérdida total de capacidad de generación superior al incidente de referencia;
- 56) «rampas de variación», la variación de la potencia activa de un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda o un sistema HVDC;
- 57) «reserva de potencia reactiva», la potencia reactiva disponible para mantener la tensión;
- 58) «incidente de referencia», el desvío máximo de la potencia, positivo o negativo, que se produce instantáneamente entre la generación y la demanda en una zona síncrona, considerado en el dimensionamiento de las RCF;
- 59) «estabilidad de ángulo del rotor», la capacidad de las máquinas síncronas para mantenerse en sincronía en una situación N y después de haber sufrido una perturbación;
- 60) «plan de seguridad», plan que contiene una evaluación de riesgos de los activos críticos del GRT en los principales escenarios de amenaza física y virtual, e incluye una evaluación de los efectos potenciales;
- 61) «límites de estabilidad», los límites admisibles para el funcionamiento de la red de transporte en términos de respeto de los límites de estabilidad de la tensión, estabilidad de ángulo del rotor y estabilidad de la frecuencia;
- 62) «estado de área extensa», la calificación de un estado de alerta, un estado de emergencia o un estado de apagón cuando existe un riesgo de propagación a las redes de transporte interconectadas;
- 63) «plan de defensa de la red», las medidas técnicas y organizativas que han de adoptarse para impedir la propagación o el deterioro de una perturbación en la red de transporte, a fin de evitar una perturbación de estado de área extensa y un estado de apagón;

- 64) «topología», los datos relativos a la conectividad de los distintos elementos de la red de transporte o de la red de distribución en una subestación, incluyendo la configuración eléctrica y la posición de interruptores y aisladores;
- 65) «sobrecargas transitorias admisibles», las sobrecargas temporales de elementos de la red de transporte que se admiten durante un período limitado y que no provocan daños físicos a esos elementos, siempre que se respeten la duración y los umbrales definidos;
- 66) «línea de interconexión virtual», una entrada adicional en los controladores de las zonas de CFP implicadas que tiene el mismo efecto que un valor de medición de un interconector físico y permite intercambiar energía eléctrica entre las zonas respectivas;
- 67) «sistema de transporte flexible en corriente alterna» o «FACTS», equipo para el transporte de energía eléctrica en corriente alterna, destinado a mejorar la controlabilidad y a aumentar la capacidad de transporte de potencia activa;
- 68) «cobertura», la capacidad de la alimentación de entrada en una zona para satisfacer la carga en dicha zona;
- 69) «programa exterior agregado neto», un programa que representa la agregación neta de todos los programas exteriores de GRT y los programas de intercambio comercial exterior entre dos zonas de programación o entre una zona de programación y un grupo de otras zonas de programación;
- 70) «plan de disponibilidad», la combinación de todas las situaciones planificadas de disponibilidad de un activo relevante para un período de tiempo determinado;
- 71) «situación de disponibilidad», la capacidad de un módulo de generación de electricidad, un elemento de red o una instalación de demanda para proporcionar un servicio durante un período de tiempo determinado, con independencia de que esté o no en funcionamiento;
- 72) «próximo al tiempo real», el intervalo de tiempo no superior a quince minutos entre el último cierre de las transacciones del mercado intradiario y el tiempo real;
- 73) «programa de consumo», un programa que representa el consumo de una instalación de demanda o de un grupo de instalaciones de demanda;
- 74) «entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad», el conjunto de equipos y programas de aplicación desarrollados para permitir el almacenamiento, el intercambio y la gestión de los datos utilizados en los procesos de programación de la operación entre GRT;
- 75) «programa de intercambio comercial exterior», un programa que representa el intercambio comercial de electricidad entre participantes del mercado de distintas zonas de programación;
- 76) «programa exterior de GRT», un programa que representa el intercambio de electricidad entre GRT de distintas zonas de programación;
- 77) «indisponibilidad forzada», la retirada de servicio no planificada de un activo relevante por un motivo urgente que no está bajo el control operativo del gestor de ese activo relevante;
- 78) «programa de generación», un programa que representa la generación de electricidad de un módulo de generación de electricidad o de un grupo de módulos de generación de electricidad;
- 79) «programa de intercambio comercial interior», un programa que representa el intercambio comercial de electricidad dentro de una zona de programación entre distintos participantes del mercado;
- 80) «activo interno relevante», un activo relevante que forma parte de la zona de control de un GRT o un activo relevante situado en una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, que está conectado directa o indirectamente a la zona de control de dicho GRT;
- 81) «posición neta de AC de zona», la agregación neta de todos los programas exteriores de AC de zona;
- 82) «región de coordinación de indisponibilidades», una combinación de zonas de control respecto a las cuales los GRT definen procedimientos destinados a supervisar y, en caso necesario, coordinar la situación de disponibilidad de los activos relevantes en todos los horizontes temporales;
- 83) «instalación de demanda relevante», una instalación de demanda que participa en la coordinación de indisponibilidades y cuya situación de disponibilidad afecta a la seguridad de la operación transfronteriza;
- 84) «activo relevante», cualquier instalación de demanda relevante, módulo de generación de electricidad relevante o elemento de red relevante que interviene en la coordinación de indisponibilidades;

- 85) «elemento de red relevante», cualquier elemento de una red de transporte, incluidos los interconectores, o de una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, como una línea, un circuito, un transformador, un transformador desfasador o una instalación de compensación de tensión, que participa en la coordinación de indisponibilidades y cuya situación de disponibilidad afecta a la seguridad de la operación transfronteriza;
- 86) «incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades», el estado en el que una combinación de la situación de disponibilidad de uno o varios elementos de red relevantes, módulos de generación de electricidad relevantes y/o instalaciones de demanda relevantes y la mejor estimación de la situación de la red eléctrica prevista vulnera los límites de seguridad de la operación, teniendo en cuenta las medidas correctoras sin costes que están a disposición del GRT;
- 87) «agente de planificación de indisponibilidades», una entidad encargada de planificar la situación de disponibilidad de un módulo de generación de electricidad relevante, una instalación de demanda relevante o un elemento de red relevante;
- 88) «módulo de generación de electricidad relevante», un módulo de generación de electricidad que participa en la coordinación de indisponibilidades y cuya situación de disponibilidad afecta a la seguridad de la operación transfronteriza;
- 89) «coordinador regional de la seguridad» («CRS»), la entidad o entidades propiedad de GRT o bajo su control, situadas en una o varias regiones de cálculo de la capacidad, que desempeñan tareas relacionadas con la coordinación regional de GRT;
- 90) «agente de programación», la entidad o entidades encargadas de proporcionar programas de los participantes del mercado a los GRT o, cuando proceda, a terceras partes;
- 91) «zona de programación», una zona dentro de la cual, por necesidades operativas u organizativas, se aplican las obligaciones de los GRT en materia de programación;
- 92) «horizonte semanal», antelación de una semana respecto a la semana natural de operación;
- 93) «horizonte anual», antelación de un año respecto al año natural de operación;
- 94) «GRT afectado», un GRT respecto al cual, para fines de análisis y mantenimiento de la seguridad de la operación, se necesita información sobre el intercambio de reservas, el reparto de reservas, el proceso de compensación de desequilibrios y/o el proceso de activación transfronteriza;
- 95) «capacidad de reserva», la cantidad de RCF, RRF o RS que debe estar a disposición del GRT;
- 96) «intercambio de reservas», la posibilidad de que un GRT acceda a la capacidad de reserva conectada a otra zona de CFP, otro bloque de CFP u otra zona síncrona para cumplir sus requisitos en materia de reservas resultantes de su propio proceso de dimensionamiento de las RCF, RRF o RS, siendo esa capacidad de reserva exclusivamente para ese GRT y sin que sea tenida en cuenta por ningún otro GRT para cumplir sus requisitos en materia de reservas resultantes de su propio proceso de dimensionamiento de las reservas;
- 97) «reparto de reservas», un mecanismo por el cual varios GRT tienen en cuenta la misma capacidad de reserva, ya sea en RCF, RRF o RS, para cumplir sus respectivos requisitos en materia de reservas resultantes de sus procesos de dimensionamiento de las reservas;
- 98) «tiempo de activación del estado de alerta», el tiempo que tarda en activarse un estado de alerta;
- 99) «RRF automáticas», las RRF que pueden activarse mediante un dispositivo de control automático;
- 100) «tiempo de activación de las RRF automáticas», el período transcurrido entre el momento en el que el controlador de la recuperación de la frecuencia establece un valor de consigna nuevo y el inicio de la provisión física de las RRF automáticas;
- 101) «tiempo de activación completa de las RRF automáticas», el período transcurrido entre el momento en el que el controlador de la recuperación de la frecuencia establece un valor de consigna nuevo y la activación o desactivación correspondiente de las RRF automáticas;
- 102) «datos del ECRF medio», el conjunto de datos que constituyen el valor medio del ECRF instantáneo registrado en una zona de CFP o en un bloque de CFP dentro de un determinado período de medición;
- 103) «GRT proveedor de capacidad de control», el GRT que inicia la activación de su capacidad de reserva para un GRT receptor de capacidad de control, en las condiciones previstas en un acuerdo de reparto de reservas;

- 104) «GRT receptor de capacidad de control», el GRT que calcula la capacidad de reserva teniendo en cuenta la capacidad de reserva accesible a través de un GRT proveedor de capacidad de control, en las condiciones previstas en un acuerdo de reparto de reservas;
- 105) «proceso de aplicación de criterios», el proceso de cálculo de los parámetros objetivo para la zona síncrona, el bloque de CFP o la zona de CFP sobre la base de los datos obtenidos en el proceso de recopilación y transmisión de datos;
- 106) «proceso de recopilación y transmisión de datos», el proceso de recopilación del conjunto de datos necesarios para aplicar los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia;
- 107) «proceso de activación transfronteriza de RRF», un proceso acordado entre los GRT participantes que permite activar las RRF conectadas en una zona de CFP distinta mediante la correspondiente corrección de la entrada de los PRF implicados;
- 108) «proceso de activación transfronteriza de RS», un proceso acordado entre los GRT que participan en el proceso que permite activar las RS conectadas en una zona de CFP distinta mediante la correspondiente corrección de la entrada del PSR implicado;
- 109) «incidente de dimensionamiento», el mayor desequilibrio instantáneo de potencia activa, positivo o negativo, previsto en un bloque de CFP;
- 110) «desvío del tiempo eléctrico», el desfase entre el tiempo síncrono y el tiempo universal coordinado («UTC»);
- 111) «desvío de frecuencia a efectos de activación completa de las RCF», el valor nominal del desvío de frecuencia en el que se activan completamente las RCF de una zona síncrona;
- 112) «tiempo de activación completa de las RCF», el período transcurrido entre la aparición del incidente de referencia y la correspondiente activación completa de las RCF;
- 113) «obligación de RCF», la parte de la cantidad total de RCF que queda bajo la responsabilidad de un GRT;
- 114) «proceso de contención de la frecuencia» o «PCF», un proceso destinado a estabilizar la frecuencia del sistema mediante la compensación de desequilibrios a través de las reservas adecuadas;
- 115) «proceso de acoplamiento de frecuencias», un proceso acordado entre todos los GRT de dos zonas síncronas que permite relacionar la activación de RCF mediante una adaptación de los flujos de HVDC entre las zonas síncronas;
- 116) «parámetro de definición de la calidad de la frecuencia», las principales variables de la frecuencia del sistema que definen los principios de calidad de la frecuencia;
- 117) «parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia», el principal objetivo de frecuencia del sistema sobre la base del cual se evalúa el comportamiento de los procesos de activación de las RCF, las RRF y las RS en estado normal;
- 118) «criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia», un conjunto de cálculos basados en mediciones de la frecuencia del sistema que permite evaluar la calidad de la frecuencia del sistema respecto a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia;
- 119) «datos de evaluación de la calidad de la frecuencia», el conjunto de datos que permite calcular los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia;
- 120) «rango de reposición de la frecuencia», en las zonas síncronas GB e IE/Ni, el rango de frecuencias del sistema al que se espera que retorne la frecuencia del sistema, después de producirse un desequilibrio igual o inferior al incidente de referencia, dentro del tiempo de reposición de la frecuencia;
- 121) «tiempo de reposición de la frecuencia», en las zonas síncronas GB e IE/Ni, el tiempo máximo, después de producirse un desequilibrio igual o inferior al incidente de referencia, en el que se espera que la frecuencia del sistema retorne al desvío máximo de frecuencia en régimen permanente;
- 122) «rango de recuperación de la frecuencia», en las zonas síncronas GB, IE/Ni y Nórdica, el rango de frecuencias del sistema al que se espera que retorne la frecuencia del sistema, después de producirse un desequilibrio igual o inferior al incidente de referencia, dentro del tiempo de recuperación de la frecuencia;

- 123) «parámetros objetivo del ECRF», principales variables objetivo del bloque de CFP sobre la base de las cuales se determinan y evalúan los criterios de dimensionamiento de las RCF, RRF y RS del bloque de CFP, y que se usan para reflejar el comportamiento del bloque de CFP durante el funcionamiento normal;
- 124) «intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia», la potencia intercambiada entre zonas de CFP dentro del proceso de activación transfronteriza de RRF;
- 125) «valor de consigna de la frecuencia», el valor objetivo de la frecuencia utilizado en el PRF, definido como la suma de la frecuencia nominal de la red y un valor de compensación necesario para reducir un desvío del tiempo eléctrico;
- 126) «requisitos de disponibilidad de RRF», un conjunto de requisitos definidos por los GRT de un bloque de CFP respecto a la disponibilidad de RRF;
- 127) «reglas de dimensionamiento de las RRF», las especificaciones del proceso de dimensionamiento de las RRF de un bloque de CFP;
- 128) «proceso de compensación de desequilibrios», un proceso acordado entre GRT que permite evitar la activación simultánea de RRF en direcciones opuestas, teniendo en cuenta los respectivos ECRF y las RRF activadas y corrigiendo en consecuencia la entrada de los PRF implicados;
- 129) «intercambio de potencia para compensación de desequilibrios», la potencia intercambiada entre zonas de CFP dentro del proceso de compensación de desequilibrios;
- 130) «obligación de RCF iniciales», la cantidad de RCF asignadas a un GRT de conformidad con una regla general de reparto;
- 131) «datos de frecuencia instantáneos», un conjunto de mediciones de datos de la frecuencia global del sistema en la zona síncrona, con un período de medición igual o inferior a un segundo, utilizado a los efectos de evaluar la calidad de la frecuencia del sistema;
- 132) «desvío instantáneo de frecuencia», un conjunto de mediciones de datos de los desvíos de la frecuencia global del sistema en la zona síncrona, con un período de medición igual o inferior a un segundo, utilizado a los efectos de evaluar la calidad de la frecuencia del sistema;
- 133) «datos del ECRF instantáneo», un conjunto de mediciones de datos de la frecuencia del ECRF en un bloque de CFP, con una periodicidad igual o inferior a un segundo, usadas con fines de evaluación de la calidad de la frecuencia del sistema;
- 134) «rango de ECRF de nivel 1», el primer rango utilizado con fines de evaluación de la calidad de la frecuencia del sistema a nivel de bloques de CFP dentro del que debe mantenerse el ECRF durante un porcentaje específico del tiempo;
- 135) «rango de ECRF de nivel 2», el segundo rango utilizado con fines de evaluación de la calidad de la frecuencia del sistema a nivel de bloques de CFP dentro del que debe mantenerse el ECRF durante un porcentaje específico del tiempo;
- 136) «acuerdo operativo de bloque de CFP», un acuerdo multilateral entre todos los GRT de un bloque de CFP, en el caso de los bloques gestionados por más de un GRT, o una metodología operativa de un bloque de CFP que adopta unilateralmente el GRT relevante, en el caso de los bloques gestionados por un único GRT;
- 137) «intercambio de potencia de sustitución», la potencia intercambiada entre zonas de CFP en el marco del proceso de activación transfronteriza de RS;
- 138) «desequilibrios de bloque de CFP», la suma del ECRF, la activación de RRF y la activación de RS en el bloque de CFP, por un lado, y el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios, el intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia y el intercambio de potencia de sustitución de este bloque de CFP con otros bloques de CFP, por otro;
- 139) «supervisor de bloque de CFP», un GRT responsable de recopilar los datos de los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia y de aplicarlos en el bloque de CFP;
- 140) «estructura de control de frecuencia-potencia», la estructura básica que considera todos los aspectos relevantes del control de frecuencia-potencia, especialmente los relacionados con las responsabilidades y obligaciones respectivas y los tipos y finalidades de las reservas de potencia activa;
- 141) «estructura de responsabilidad de los procesos», la estructura que determina las responsabilidades y obligaciones con respecto a las reservas de potencia activa, basada en la estructura de control de la zona síncrona;

- 142) «estructura de activación de los procesos», la estructura de clasificación de los procesos relativos a los distintos tipos de reservas de potencia activa en términos de finalidad y activación;
- 143) «tiempo de activación completa de las RRF manuales», el período transcurrido entre el cambio del valor de consigna y la activación o desactivación correspondiente de las RRF manuales;
- 144) «desvío instantáneo máximo de frecuencia», el valor absoluto máximo previsto de un desvío instantáneo de frecuencia tras producirse un desequilibrio igual o inferior al incidente de referencia, más allá del cual se activan medidas de emergencia;
- 145) «zona de supervisión», una parte de una zona síncrona o una zona síncrona completa, demarcada físicamente por puntos de medición en interconectores con otras zonas de supervisión, gestionada por uno o varios GRT que cumplen las obligaciones de una zona de supervisión;
- 146) «habilitación», el proceso para verificar el cumplimiento, por parte de una unidad proveedora de reservas o un grupo proveedor de reservas, del conjunto de requisitos fijados por el GRT;
- 147) «período de rampas de variación», un período definido por un punto de partida fijo y un lapso de tiempo durante el cual la entrada y/o generación de potencia activa aumenta o disminuye;
- 148) «GRT instructor de la activación de reservas», el GRT responsable de dar a la unidad proveedora de reservas o al grupo proveedor de reservas la instrucción de activar RRF y/o RS;
- 149) «GRD de conexión de reservas», el GRD responsable de la red de distribución a la que está conectada una unidad proveedora de reservas o un grupo proveedor de reservas que provee de reservas a un GRT;
- 150) «GRT de conexión de reservas», el GRT responsable de la zona de supervisión a la que está conectada una unidad proveedora de reservas o un grupo proveedor de reservas;
- 151) «GRT receptor de reservas», el GRT que participa en un intercambio con un GRT de conexión de reservas y/o con una unidad proveedora de reservas o un grupo proveedor de reservas conectados a otra zona de CFP o de supervisión;
- 152) «proceso de sustitución de reservas» o «PSR», un proceso de recuperación de las RRF activadas y, en el caso de las zonas síncronas GB e IE/NI, de recuperación de las RCF activadas;
- 153) «requisitos de disponibilidad de RS», un conjunto de requisitos definidos por los GRT de un bloque de CFP en relación con la disponibilidad de RS;
- 154) «reglas de dimensionamiento de las RS», las especificaciones del proceso de dimensionamiento de las RS de un bloque de CFP;
- 155) «rango de frecuencias estándar», un intervalo simétrico definido en torno a la frecuencia nominal, dentro del cual se supone que debe mantenerse la frecuencia del sistema en una zona síncrona;
- 156) «desvío de frecuencia estándar», el valor absoluto del desvío de frecuencia que limita el rango de frecuencias estándar;
- 157) «desvío de frecuencia en régimen permanente», el valor absoluto del desvío de frecuencia tras producirse un desequilibrio, una vez estabilizada la frecuencia del sistema;
- 158) «supervisor de zona síncrona», un GRT responsable de recopilar los datos relativos a los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia en la zona síncrona y de aplicar dichos criterios;
- 159) «proceso de control del tiempo», un proceso para controlar el tiempo por el cual se realiza una acción de control del tiempo destinada a anular el desvío del tiempo eléctrico entre el tiempo síncrono y el tiempo UTC.

Artículo 4

Objetivos y aspectos normativos

1. El presente Reglamento tiene por objetivo:
 - a) determinar requisitos y principios comunes en materia de seguridad de la operación;
 - b) determinar principios comunes en materia de programación de la operación del sistema interconectado;

- c) determinar procesos y estructuras de control comunes respecto al control frecuencia-potencia;
 - d) asegurar las condiciones de mantenimiento de la seguridad de la operación en toda la Unión;
 - e) asegurar las condiciones del mantenimiento de un nivel de calidad de la frecuencia en todas las zonas síncronas de la Unión;
 - f) promover la coordinación de la operación del sistema y de la programación de la operación;
 - g) garantizar y reforzar la transparencia y fiabilidad de la información sobre la gestión de la red de transporte;
 - h) contribuir a la eficiencia de la gestión y el desarrollo de la red de transporte de electricidad y del sector eléctrico de la Unión.
2. En la aplicación del presente Reglamento, los Estados miembros, las autoridades competentes y los gestores de redes deberán:
- a) aplicar los principios de proporcionalidad y no discriminación;
 - b) garantizar la transparencia;
 - c) aplicar el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor coste total para todas las partes implicadas;
 - d) velar por que, en la medida de lo posible, los GRT apliquen mecanismos de mercado para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema;
 - e) respetar la responsabilidad asignada al GRT relevante para garantizar la seguridad del sistema, incluidas las disposiciones aplicables de la legislación nacional;
 - f) consultar a los GRD relevantes y tener en cuenta los posibles impactos en su sistema, y
 - g) tener en cuenta las normas europeas y especificaciones técnicas acordadas.

Artículo 5

Condiciones o metodologías de los GRT

1. Los GRT definirán las condiciones o metodologías exigidas por el presente Reglamento y las presentarán, a efectos de su aprobación, a las autoridades reguladoras competentes de conformidad con el artículo 6, apartados 2 y 3, o a la entidad designada por el Estado miembro de conformidad con el artículo 6, apartado 4, dentro de los respectivos plazos previstos en el presente Reglamento.
2. Cuando una propuesta de condiciones o metodologías con arreglo al presente Reglamento deba ser definida y acordada por más de un GRT, los GRT participantes cooperarán estrechamente. Los GRT, con la ayuda de la REGRT de Electricidad, informarán periódicamente a las autoridades reguladoras y a la Agencia sobre los progresos en el desarrollo de tales condiciones o metodologías.
3. Cuando los GRT a quienes compete decidir sobre las propuestas de condiciones o metodologías de conformidad con el artículo 6, apartado 2, no logren llegar a un acuerdo, decidirán por mayoría cualificada. La mayoría cualificada para la adopción de propuestas de conformidad con el artículo 6, apartado 2, exigirá una mayoría:
- a) de GRT que representen al menos el 55 % de los Estados miembros, y
 - b) de GRT que representen un conjunto de Estados miembros cuya población sea igual o superior al 65 % de la población de la Unión.
4. La minoría de bloqueo para las decisiones de conformidad con el artículo 6, apartado 2, deberá incluir a GRT que representen, por lo menos, cuatro Estados miembros, considerándose de lo contrario alcanzada la mayoría cualificada.
5. En caso de que las regiones de que se trate estén compuestas por más de cinco Estados miembros y los GRT a quienes compete decidir sobre las propuestas de condiciones o metodologías de conformidad con el artículo 6, apartado 3, no logren llegar a un acuerdo, estos decidirán por mayoría cualificada. La mayoría cualificada para la adopción de propuestas de conformidad con el artículo 6, apartado 3, exigirá una mayoría:
- a) de GRT que representen al menos el 72 % de los Estados miembros, y
 - b) de GRT que representen un conjunto de Estados miembros cuya población sea igual o superior al 65 % de la población de la región de que se trate.

6. La minoría de bloqueo para las decisiones de conformidad con el artículo 6, apartado 3, deberá incluir, por lo menos, al número mínimo de GRT que representen más del 35 % de la población de los Estados miembros participantes, más un número de GRT que represente al menos un Estado miembro afectado adicional, considerándose de lo contrario alcanzada la mayoría cualificada.
7. Los GRT a quienes compete decidir sobre las propuestas de condiciones o metodologías de conformidad con el artículo 6, apartado 3, respecto a regiones compuestas, como máximo, por cinco Estados miembros tomarán sus decisiones por consenso.
8. En lo que se refiere a las decisiones de los GRT de conformidad con los apartados 3 y 4, se asignará un voto a cada Estado miembro. Si en el territorio de un Estado miembro hubiera más de un GRT, el Estado miembro deberá repartir los derechos de voto entre los GRT.
9. Si los GRT no presentan una propuesta de condiciones o metodologías a las autoridades reguladoras de conformidad con el artículo 6, apartados 2 y 3, o a las entidades designadas por el Estado miembro de conformidad con el artículo 6, apartado 4, dentro de los plazos previstos en el presente Reglamento, deberán proporcionar los correspondientes proyectos de condiciones o metodologías a las autoridades reguladoras competentes y a la Agencia y explicar las razones por las cuales no se ha alcanzado un acuerdo. La Agencia informará a la Comisión y, a petición de esta y en cooperación con las autoridades reguladoras competentes, investigará los motivos del incumplimiento e informará a la Comisión al respecto. La Comisión tomará las medidas adecuadas para posibilitar la adopción de las condiciones o metodologías requeridas en un plazo de cuatro meses a partir de la recepción de la información de la Agencia.

Artículo 6

Aprobación de las condiciones o metodologías de los GRT

1. Cada autoridad reguladora aprobará las condiciones o metodologías desarrolladas por los GRT con arreglo a los apartados 2 y 3. La entidad designada por el Estado miembro aprobará las condiciones o metodologías desarrolladas por los GRT con arreglo al apartado 4. La entidad designada será la autoridad reguladora, salvo disposición en contrario del Estado miembro.
2. Las propuestas relativas a las siguientes condiciones o metodologías deberán ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la Unión, pudiendo un Estado miembro formular sus observaciones a la autoridad reguladora pertinente:
 - a) los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades en relación con el intercambio de datos sobre la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 40, apartado 6;
 - b) la metodología para la elaboración de los modelos de red comunes, de conformidad con el artículo 67, apartado 1, y con el artículo 70;
 - c) la metodología para coordinar los análisis de la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 75.
3. Las propuestas relativas a las siguientes condiciones o metodologías deberán ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la región correspondiente, pudiendo un Estado miembro formular sus observaciones a la autoridad reguladora pertinente:
 - a) la metodología para la definición de la inercia mínima, de conformidad con el artículo 39, apartado 3, letra b), en cada zona síncrona;
 - b) las disposiciones comunes para la coordinación regional de la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 76, en cada región de cálculo de la capacidad;
 - c) la metodología, como mínimo por zona síncrona, para evaluar la relevancia de los activos para la coordinación de indisponibilidades, de conformidad con el artículo 84;
 - d) las metodologías, las condiciones y los valores incluidos en los acuerdos operativos de zona síncrona previstos en el artículo 118, respecto a:
 - i) los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia y el parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia, de conformidad con el artículo 127,
 - ii) las reglas de dimensionamiento de las RCF, de conformidad con el artículo 153,
 - iii) las propiedades adicionales de las RCF, de conformidad con el artículo 154, apartado 2,
 - iv) en las zonas síncronas GB e IE/NI, las medidas para garantizar la recuperación de los reservorios de energía, de conformidad con el artículo 156, apartado 6, letra b),

- v) en las zonas síncronas CE y Nórdica, el período mínimo de activación que deben asegurar los proveedores de RCF, de conformidad con el artículo 156, apartado 10,
 - vi) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los supuestos y la metodología para el análisis de costes y beneficios, de conformidad con el artículo 156, apartado 11,
 - vii) en las zonas síncronas distintas de la zona CE, y si procede, los límites al intercambio de RCF entre GRT, de conformidad con el artículo 163, apartado 2,
 - viii) en las zonas síncronas GB e IE/NL, la metodología para determinar la provisión mínima de capacidad de reserva en RCF entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 174, apartado 2, letra b),
 - ix) los límites al volumen del intercambio de RRF entre zonas síncronas, definidos con arreglo al artículo 176, apartado 1, y los límites al volumen del reparto de RRF entre zonas síncronas, definidos con arreglo al artículo 177, apartado 1,
 - x) los límites al volumen del intercambio de RS entre zonas síncronas, definidos con arreglo al artículo 178, apartado 1, y los límites al volumen del reparto de RS entre zonas síncronas, definidos con arreglo al artículo 179, apartado 1;
- e) las metodologías y condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque de CFP previstos en el artículo 119, respecto a:
- i) las restricciones de rampas de variación para la generación de potencia activa, de conformidad con el artículo 137, apartados 3 y 4,
 - ii) las medidas de coordinación destinadas a reducir el ECRF, de conformidad con el artículo 152, apartado 14,
 - iii) las medidas para reducir el ECRF mediante la solicitud de cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, de conformidad con el artículo 152, apartado 16,
 - iv) las reglas de dimensionamiento de las RCF, de conformidad con el artículo 157, apartado 1;
- f) las medidas de mitigación, por zona síncrona o por bloque de CFP, de conformidad con el artículo 138;
- g) la propuesta común, por zona síncrona, para la determinación de los bloques de CFP, de conformidad con el artículo 141, apartado 2.
4. Salvo disposición en contrario del Estado miembro, las siguientes condiciones o metodologías serán objeto de aprobación individual por la entidad designada por el Estado miembro con arreglo al apartado 1:
- a) en las zonas síncronas GB e IE/NL, la propuesta de cada GRT en la que se especifique el nivel de pérdida de demanda en el que la red de transporte se encontrará en estado de apagón;
 - b) el ámbito del intercambio de datos con GRD y USR, de conformidad con el artículo 40, apartado 5;
 - c) los requisitos adicionales para los grupos proveedores de RCF, de conformidad con el artículo 154, apartado 3;
 - d) la exclusión de grupos proveedores de RCF de la provisión de RCF, de conformidad con el artículo 154, apartado 4;
 - e) en las zonas síncronas CE y Nórdica, la propuesta relativa al período mínimo transitorio de activación que deben asegurar los proveedores de RCF, propuesto por el GRT de conformidad con el artículo 156, apartado 9;
 - f) los requisitos técnicos de las RRF definidos por el GRT, de conformidad con el artículo 158, apartado 3;
 - g) la exclusión de grupos proveedores de RRF de la provisión de RRF, de conformidad con el artículo 159, apartado 7;
 - h) los requisitos técnicos para la conexión de las unidades y grupos proveedores de RS, definidos por el GRT de conformidad con el artículo 161, apartado 3, y
 - i) el rechazo de grupos proveedores de RS a efectos de la provisión de RS, de conformidad con el artículo 162, apartado 6.
5. Cuando un gestor de red o GRT relevante esté obligado o autorizado, en aplicación del presente Reglamento, a especificar o acordar requisitos no sujetos al apartado 4, los Estados miembros podrán requerir la aprobación previa de tales requisitos por parte de la autoridad reguladora competente.

6. La propuesta de condiciones o metodologías incluirá una propuesta de calendario para su aplicación y una descripción del impacto previsto sobre los objetivos del presente Reglamento. Las propuestas de condiciones o metodologías sujetas a la aprobación de varias autoridades reguladoras, o de todas ellas, se presentarán a la Agencia al mismo tiempo que se presenten a las autoridades reguladoras. A petición de las autoridades reguladoras competentes, la Agencia emitirá un dictamen sobre dichas propuestas de condiciones y metodologías en un plazo de tres meses.
7. Siempre que la aprobación de las condiciones o metodologías requiera una decisión de más de una autoridad reguladora, las autoridades reguladoras competentes se consultarán, colaborarán estrechamente y se coordinarán entre sí para alcanzar un acuerdo. Si la Agencia emite un dictamen, las autoridades reguladoras competentes lo tomarán en consideración. Las autoridades reguladoras tomarán las decisiones relativas a las condiciones o metodologías presentadas de conformidad con los apartados 2 y 3 en un plazo de seis meses a partir de la recepción de las condiciones o metodologías por la autoridad reguladora o, en su caso, por la última autoridad reguladora afectada.
8. En caso de que las autoridades reguladoras no hayan alcanzado un acuerdo en el plazo previsto en el apartado 7, o por solicitud conjunta de tales autoridades, la Agencia adoptará una decisión sobre las propuestas de condiciones o metodologías presentadas, de conformidad con el artículo 8, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 713/2009, en un plazo de seis meses.
9. Cuando la aprobación de las condiciones o metodologías requiera una decisión de una sola entidad designada, de conformidad con el apartado 4, la entidad designada tomará la decisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de las condiciones o metodologías.
10. Las partes podrán reclamar contra un gestor de red o GRT relevante en relación con las obligaciones o decisiones de dicho gestor de red o GRT relevante previstas en el presente Reglamento y podrán remitir la reclamación a la autoridad reguladora, la cual, en su calidad de organismo competente en materia de resolución de conflictos, emitirá una decisión en los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá ampliarse por otros dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. Ese plazo ampliado también podrá prorrogarse con el consentimiento del reclamante. La decisión de la autoridad reguladora tendrá efecto vinculante, a menos que sea revocada a raíz de un recurso y hasta el momento en que lo sea.

Artículo 7

Modificaciones de las condiciones o metodologías de los GRT

1. En caso de que una o varias autoridades reguladoras requieran una modificación para aprobar las condiciones o metodologías presentadas de conformidad con el artículo 6, apartados 2 y 3, los GRT relevantes presentarán una propuesta de modificación de las condiciones o metodologías para su aprobación en un plazo de dos meses a partir del requerimiento de las autoridades reguladoras. Las autoridades reguladoras competentes decidirán sobre las condiciones o metodologías modificadas en un plazo de dos meses a partir de su presentación.
2. En caso de que una entidad designada requiera una modificación para aprobar las condiciones o metodologías presentadas de conformidad con el artículo 6, apartado 4, el GRT relevante presentará una propuesta de modificación de las condiciones o metodologías para su aprobación en un plazo de dos meses a partir del requerimiento de la entidad designada. La entidad designada decidirá sobre las condiciones o metodologías modificadas en un plazo de dos meses a partir de su presentación.
3. En caso de que las autoridades reguladoras no hayan alcanzado un acuerdo sobre las condiciones o metodologías de conformidad con el artículo 6, apartados 2 y 3, en el plazo de dos meses, o por solicitud conjunta de dichas autoridades, la Agencia adoptará una decisión relativa a las condiciones o metodologías modificadas, de conformidad con el artículo 8, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 713/2009, en un plazo de seis meses. Si los GRT relevantes no presentan una propuesta de condiciones o metodologías modificadas, se aplicará el procedimiento descrito en el artículo 5, apartado 7.
4. Los GRT responsables de la elaboración de una propuesta de condiciones o metodologías o las autoridades reguladoras o entidades designadas responsables de su adopción, de conformidad con el artículo 6, apartados 2, 3 y 4, podrán proponer modificaciones de dichas condiciones o metodologías. Las propuestas de modificación de condiciones o metodologías se someterán a consulta cuando proceda de conformidad con el procedimiento previsto en el artículo 11 y se aprobarán de conformidad con el procedimiento previsto en los artículos 5 y 6.

*Artículo 8***Publicación en internet**

1. Los GRT responsables de especificar las condiciones o metodologías de conformidad con el presente Reglamento las publicarán en internet tras su aprobación por parte de las autoridades reguladoras competentes o, si no se exigiera dicha aprobación, tras su especificación, salvo cuando dicha información se considere confidencial de conformidad con el artículo 12.
2. Se publicará también lo siguiente:
 - a) las mejoras de las herramientas de funcionamiento de la red, de conformidad con el artículo 55, apartado 1, letra e);
 - b) los parámetros objetivo del ECRF, de conformidad con el artículo 128;
 - c) las restricciones de rampas de variación a nivel de zonas síncronas, de conformidad con el artículo 137, apartado 1;
 - d) las restricciones de rampas de variación a nivel de bloques de CFP, de conformidad con el artículo 137, apartado 3;
 - e) las medidas adoptadas en el estado de alerta debido a una insuficiencia de reservas de potencia activa, de conformidad con el artículo 152, apartado 11, y
 - f) la solicitud de un GRT de conexión de reservas a un proveedor de RCF para que ponga a disposición información en tiempo real, de conformidad con el artículo 154, apartado 11.

*Artículo 9***Recuperación de costes**

1. Las autoridades reguladoras pertinentes evaluarán 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. 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 solicitud, proporcionar la información necesaria para facilitar la evaluación de los costes contraídos.

*Artículo 10***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 operación del sistema en condiciones de seguridad y otros aspectos de la aplicación del presente Reglamento. Dicha participación implicará reuniones periódicas con las partes interesadas con vistas a detectar problemas y proponer mejoras respecto a la operación del sistema en condiciones de seguridad.

*Artículo 11***Consulta pública**

1. Los GRT responsables de presentar propuestas de condiciones o metodologías o sus modificaciones de conformidad con el presente Reglamento consultarán a las partes interesadas, incluidas las autoridades pertinentes de cada Estado miembro, acerca de los proyectos de propuestas de condiciones o metodologías a que se refiere el artículo 6, apartados 2 y 3. El período de la consulta no será inferior a un mes.
2. Las propuestas de condiciones o metodologías presentadas por los GRT a nivel de la Unión se publicarán y se someterán a consulta pública a nivel de la Unión. Las propuestas presentadas por los GRT a nivel regional se someterán a consulta pública como mínimo a nivel regional. Las partes que presenten propuestas a escala bilateral o multilateral llevarán a cabo una consulta pública como mínimo en los Estados miembros afectados.
3. Los GRT responsables de la elaboración de la propuesta de condiciones o metodologías tendrán debidamente en cuenta las opiniones expresadas por las partes interesadas en las consultas antes de someterla a la aprobación de las autoridades reguladoras. La presentación de la propuesta irá siempre acompañada de una justificación sólida de la inclusión o exclusión de las opiniones expresadas en la consulta, que se publicará oportunamente antes o al mismo tiempo que la publicación de la propuesta de condiciones o metodologías.

Artículo 12

Obligaciones de confidencialidad

1. Toda información confidencial recibida, intercambiada o transmitida en virtud del presente Reglamento estará sujeta a las condiciones de secreto profesional contempladas 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 o las autoridades reguladoras mencionadas en el apartado 2 en el ejercicio de sus funciones no podrá divulgarse a ninguna otra persona o autoridad, sin perjuicio de los casos contemplados por el Derecho nacional, el resto de disposiciones del presente Reglamento u otra legislación pertinente de la Unión.
4. Sin perjuicio de los casos sujetos al Derecho nacional o a la legislación de la Unión, las autoridades reguladoras, los organismos o las personas que reciban información confidencial de conformidad con el presente Reglamento podrán utilizarla únicamente a efectos del desempeño de sus funciones con arreglo al presente Reglamento.

Artículo 13

Acuerdos con GRT no sujetos al presente Reglamento

Si una zona síncrona abarca tanto GRT de la Unión como de terceros países, todos los GRT de la Unión de dicha zona síncrona harán todo lo posible por formalizar con los GRT de terceros países no sujetos al presente Reglamento, en el plazo de dieciocho meses tras la entrada en vigor del presente Reglamento, un contrato que establezca las bases de su cooperación en relación con la operación del sistema en condiciones de seguridad e implante mecanismos para el cumplimiento de las obligaciones del presente Reglamento por parte de los GRT de terceros países.

Artículo 14

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, como mínimo, los siguientes aspectos:
 - a) los indicadores de la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 15;
 - b) el control de frecuencia-potencia, de conformidad con el artículo 16;
 - c) la evaluación de la coordinación regional, de conformidad con el artículo 17;
 - d) la determinación de divergencias en la aplicación del presente Reglamento a nivel nacional en lo relativo a las condiciones o metodologías mencionadas en el artículo 6, apartado 3;
 - e) la definición de las mejoras adicionales de las herramientas y los servicios contemplados en el artículo 55, letras a) y b), aparte de las mejoras definidas por los GRT de conformidad con el artículo 55, letra e);
 - f) la determinación, en el informe anual sobre la escala de clasificación de incidentes de conformidad con el artículo 15, de las mejoras que puedan resultar necesarias para reforzar la seguridad de la operación sostenible y a largo plazo, y
 - g) la detección de dificultades sobre la cooperación con GRT de terceros países en materia de operación del sistema en condiciones de seguridad.
2. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, la Agencia, en cooperación con la REGRT de Electricidad, elaborará en un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento una lista de la información relevante 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 estandarizado, que recogerá la información solicitada por la Agencia.
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. Sobre la base de una solicitud de la autoridad reguladora, los GRD 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 15

Informe anual sobre los indicadores de la seguridad de la operación

1. A más tardar el 30 de septiembre, la REGRT de Electricidad elaborará un informe anual basado en la escala de clasificación de incidentes adoptada conforme al artículo 8, apartado 3, letra a), del Reglamento (CE) n.º 714/2009. La Agencia podrá emitir su dictamen sobre el formato y el contenido de dicho informe anual, incluido el ámbito geográfico de los incidentes notificados, las interdependencias eléctricas entre las zonas de control de los GRT y cualquier información histórica relevante.

2. Los GRT de cada Estado miembro proporcionarán a la REGRT de Electricidad, a más tardar el 1 de marzo, los datos y la información necesarios para la preparación de los informes anuales sobre la base de la escala de clasificación de incidentes mencionada en el apartado 1. Los datos facilitados por los GRT abarcarán el año anterior.

3. Los informes anuales mencionados en el apartado 1 contendrán, como mínimo, los siguientes indicadores de la seguridad de la operación relevantes para la seguridad de la operación:

- a) el número de elementos de la red de transporte desconectados, por año y por GRT;
- b) el número de instalaciones de generación de electricidad desconectadas, por año y por GRT;
- c) la energía no suministrada debido a la desconexión no programada de las instalaciones de demanda, por año y por GRT;
- d) la duración y el número de casos en los que se han producido estados de alerta y de emergencia, por GRT;
- e) la duración y el número de sucesos en los que se ha detectado una escasez de reservas, por GRT;
- f) la duración y el número de desvíos de tensión que han superado los rangos del anexo II, cuadros 1 y 2, por GRT;
- g) el número de minutos fuera del rango de frecuencias estándar y el número de minutos fuera del 50 % del desvío máximo de frecuencia en régimen permanente, por zona síncrona;
- h) el número de divisiones de la red o de estados locales de apagón, y
- i) el número de apagones que hayan afectado a dos o más GRT.

4. El informe anual a que se refiere el apartado 1 contendrá los siguientes indicadores de la seguridad de la operación relevantes para la programación de la operación:

- a) el número de sucesos en los que un incidente incluido en la lista de contingencias ha provocado una degradación del estado de funcionamiento del sistema;
- b) el número de sucesos referidos en la letra a) en los que se ha producido una degradación de las condiciones de funcionamiento de la red como resultado de discrepancias inesperadas de las previsiones de carga o generación;
- c) el número de sucesos en los que se ha producido una degradación de las condiciones de funcionamiento de la red debido a una contingencia excepcional;
- d) el número de sucesos referidos en la letra c) en los que se ha producido una degradación de las condiciones de funcionamiento de la red como resultado de discrepancias inesperadas de las previsiones de carga o generación, y
- e) el número de sucesos que han provocado una degradación de las condiciones de funcionamiento de la red debido a la escasez de reservas de potencia activa.

5. Los informes anuales contendrán explicaciones de las razones de los incidentes en las escalas de clasificación de la seguridad de la operación 2 y 3 con arreglo a la escala de clasificación de incidentes adoptada por la REGRT de Electricidad. Estas explicaciones se basarán en una investigación de los incidentes por parte de los GRT cuyo proceso estará establecido en la escala de clasificación de incidentes. Los GRT informarán a las autoridades reguladoras respectivas de la investigación con la debida antelación antes de su inicio. Las autoridades reguladoras y la Agencia podrán participar en la investigación si así lo solicitan.

*Artículo 16***Informe anual sobre el control de frecuencia-potencia**

1. A más tardar el 30 de septiembre, la REGRT de Electricidad publicará un informe anual sobre el control de frecuencia-potencia basado en la información facilitada por los GRT de conformidad con el apartado 2. El informe anual sobre el control de frecuencia-potencia incluirá la información citada en el apartado 2 respecto a cada Estado miembro.
2. A partir del 14 de septiembre de 2018, los GRT de cada Estado miembro notificarán anualmente a la REGRT de Electricidad, antes del 1 de marzo del año siguiente, la siguiente información:
 - a) definición de los bloques de CFP, las zonas de CFP y las zonas de supervisión en el Estado miembro;
 - b) definición de los bloques de CFP que no estén situados en el Estado miembro y que contengan zonas de CFP y zonas de supervisión situadas en el Estado miembro;
 - c) definición de las zonas síncronas a las que pertenezca el Estado miembro;
 - d) los datos relativos a los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia respecto a cada zona síncrona y cada bloque de CFP a que se refieren las letras a), b) y c), correspondientes a cada mes de, como mínimo, los dos años naturales anteriores;
 - e) obligación de RCF y obligación de RCF iniciales de cada GRT que opere dentro del Estado miembro correspondientes a cada mes de, como mínimo, los dos años naturales anteriores, y
 - f) descripción y fecha de aplicación de medidas de mitigación y requisitos en materia de rampas de variación para mitigar desvíos de frecuencia deterministas que se hayan aplicado en el año natural anterior, de conformidad con los artículos 137 y 138, en que hayan participado GRT del Estado miembro.
3. Los datos facilitados por los GRT abarcarán el año anterior. La información relativa a las zonas síncronas, los bloques de CFP, las zonas de CFP y las zonas de supervisión a que se refieren las letras a), b) y c) se facilitará una vez. Cuando dichas zonas sean objeto de modificación, esa información se facilitará a más tardar el 1 de marzo del año siguiente.
4. Cuando proceda, todos los GRT de una zona síncrona o de un bloque de CFP cooperarán en la recopilación de los datos mencionados en el apartado 2.

*Artículo 17***Informe anual sobre la evaluación de la coordinación regional**

1. A más tardar el 30 de septiembre, la REGRT de Electricidad publicará un informe anual sobre la evaluación de la coordinación regional basado en los informes anuales sobre la evaluación de la coordinación regional presentados por los coordinadores regionales de la seguridad de conformidad con el apartado 2, evaluará los problemas de interoperabilidad y propondrá cambios destinados a mejorar la eficacia y la eficiencia de la coordinación de la operación del sistema.
2. A más tardar el 1 de marzo, cada coordinador regional de la seguridad elaborará un informe anual y lo presentará a la REGRT de Electricidad, proporcionando la siguiente información respecto a las tareas que desempeñe:
 - a) el número, la duración media y los motivos de los casos de incumplimiento de sus funciones;
 - b) las estadísticas relativas a las restricciones, incluyendo su duración, su ubicación y el número de casos, junto con las correspondientes medidas correctoras activadas y, si procede, su coste;
 - c) el número de casos en los que los GRT se han negado a aplicar las medidas correctoras recomendadas por el coordinador regional de la seguridad, así como los motivos correspondientes;
 - d) el número de incompatibilidades de indisponibilidades detectadas, de conformidad con el artículo 80, y
 - e) una descripción de los casos de falta de cobertura regional detectados y de las medidas de mitigación establecidas.
3. Los datos facilitados a la REGRT de Electricidad por los coordinadores regionales de la seguridad abarcarán el año anterior.

PARTE II

SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN

TÍTULO 1

REQUISITOS DE SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN

CAPÍTULO 1

Estados de la red, medidas correctoras y límites de seguridad de la operación*Artículo 18***Clasificación de los estados de la red**

1. Una red de transporte estará en el estado normal cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:
 - a) que los flujos de tensión y potencia se sitúen dentro de los límites de seguridad de la operación definidos conforme al artículo 25;
 - b) que la frecuencia cumpla los siguientes criterios:
 - i) el desvío de frecuencia del sistema en régimen permanente se sitúa dentro del rango de frecuencias estándar, o
 - ii) el valor absoluto del desvío de frecuencia del sistema en régimen permanente no es superior al desvío máximo en régimen permanente y no se han superado los límites de la frecuencia del sistema establecidos para el estado de alerta;
 - c) que las reservas de potencia activa y reactiva sean suficientes para soportar las contingencias que figuran en la lista de contingencias definida de conformidad con el artículo 33 sin infringir los límites de seguridad de la operación;
 - d) que el funcionamiento de la zona de control del GRT de que se trate se mantenga y siga manteniéndose dentro de los límites de seguridad de la operación después de la activación de medidas correctoras tras producirse una contingencia incluida en la lista de contingencias definida de conformidad con el artículo 33.
2. Una red de transporte se encontrará en estado de alerta cuando se cumplan las condiciones siguientes:
 - a) que los flujos de tensión y potencia se sitúen dentro de los límites de seguridad de la operación definidos conforme al artículo 25, y
 - b) que la capacidad de reserva del GRT se haya reducido en más del 20 % durante más de 30 minutos y no haya forma de compensar esa reducción en la operación de la red en tiempo real, o
 - c) que la frecuencia cumpla los siguientes criterios:
 - i) el valor absoluto del desvío de frecuencia del sistema en régimen permanente no debe ser superior al desvío máximo de frecuencia en régimen permanente, y
 - ii) el valor absoluto del desvío de frecuencia del sistema en régimen permanente debe haber superado continuamente el 50 % del desvío máximo de frecuencia en régimen permanente durante un período superior al tiempo de activación del estado de alerta o el rango de frecuencias estándar durante un período superior al tiempo de recuperación de la frecuencia, o
 - d) que al menos una contingencia incluida en la lista de contingencias definida de conformidad con el artículo 33 dé lugar a una vulneración de los límites de seguridad de la operación del GRT, incluso después de la activación de medidas correctoras.
3. Una red de transporte se encontrará en estado de emergencia cuando se cumpla como mínimo una de las condiciones siguientes:
 - a) que se haya producido, como mínimo, una vulneración de los límites de seguridad de la operación de un GRT definidos conforme al artículo 25;
 - b) que la frecuencia no cumpla los criterios relativos al estado normal ni al estado de alerta definidos conforme a los apartados 1 y 2;
 - c) que se haya activado, como mínimo, una medida del plan de defensa de la red del GRT;
 - d) que un fallo en el funcionamiento de los medios, herramientas y dispositivos definidos conforme al artículo 24, apartado 1, haya dado lugar a la indisponibilidad de dichos medios, herramientas y dispositivos durante más de 30 minutos.

4. Una red de transporte se encontrará en estado de apagón cuando se cumpla, como mínimo, una de las condiciones siguientes:

- a) pérdida de más del 50 % de la demanda en la zona de control del GRT de que se trate;
- b) ausencia total de tensión durante al menos tres minutos en la zona de control del GRT de que se trate y, como consecuencia de ello, activación de los planes de reposición.

En las zonas síncronas GB e IE/NI, un GRT podrá elaborar una propuesta que especifique el nivel de pérdida de demanda en el que la red de transporte se encontrará en estado de apagón. Los GRT de las zonas síncronas GB e IE/NI notificarán tales casos a la REGRT de Electricidad.

5. Una red de transporte se encontrará en estado de reposición cuando un GRT que se encuentre en estado de emergencia o de apagón ha empezado a activar medidas de su plan de reposición.

Artículo 19

Supervisión y determinación de los estados de la red por parte de los GRT

1. Cada GRT determinará, en la operación en tiempo real, el estado de su red de transporte.
2. Cada GRT supervisará los siguientes parámetros de la red de transporte en tiempo real en su zona de control, basándose en mediciones telemétricas en tiempo real o en valores calculados a partir de su zona de observabilidad, teniendo en cuenta los datos estructurales y en tiempo real de conformidad con el artículo 42:
 - a) flujos de potencia activa y reactiva;
 - b) tensiones de las barras colectoras;
 - c) error de control de la frecuencia y de recuperación de la frecuencia en su zona de CFP;
 - d) reservas de potencia activa y reactiva, y
 - e) generación y carga.
3. Para especificar el estado de la red, cada GRT realizará un análisis de contingencias como mínimo una vez cada 15 minutos, supervisando los parámetros de la red de transporte definidos conforme al apartado 2, en relación con los límites de seguridad de la operación definidos conforme al artículo 25 y con los criterios aplicables a los estados de la red definidos conforme al artículo 18. Cada GRT supervisará también el nivel de reservas disponibles en relación con la capacidad de reserva. Al realizar el análisis de contingencias, el GRT tendrá en cuenta el efecto de las medidas correctoras y las medidas del plan de defensa de la red.
4. Si su red de transporte no se encuentra en estado normal y si su estado cumple los requisitos para ser calificado de estado de área extensa, el GRT:
 - a) informará a todos los GRT del estado de su red de transporte a través de una herramienta informática para el intercambio de datos en tiempo real a escala paneuropea, y
 - b) proporcionará a todos los GRT información adicional sobre los elementos de su red de transporte que forman parte de la zona de observabilidad de otros GRT.

Artículo 20

Medidas correctoras en la gestión de la red

1. Cada GRT hará todo lo posible por garantizar que su red de transporte permanezca en estado normal y será responsable de gestionar las vulneraciones de la seguridad de la operación. Para lograr ese objetivo, cada GRT diseñará, preparará y activará medidas correctoras, teniendo en cuenta su disponibilidad, el tiempo y los recursos necesarios para su activación y las condiciones externas a la red de transporte que sean relevantes para cada medida correctora.
2. Las medidas correctoras utilizadas por los GRT para operar la red de conformidad con el apartado 1 y con los artículos 21 a 23 del presente Reglamento serán coherentes con las medidas correctoras consideradas en el cálculo de la capacidad con arreglo al artículo 25 del Reglamento (UE) 2015/1222.

*Artículo 21***Principios y criterios aplicables a las medidas correctoras**

1. Cada GRT aplicará los siguientes principios al activar y coordinar medidas correctoras de conformidad con el artículo 23:
 - a) en el caso de las vulneraciones de la seguridad de la operación que no requieran ser gestionadas de forma coordinada, el GRT diseñará, preparará y activará medidas correctoras, sobre la base de las categorías definidas en el artículo 22, para recuperar el estado normal de la red y para evitar la propagación del estado de alerta o de emergencia fuera de su zona de control;
 - b) en el caso de las vulneraciones de la seguridad de la operación que requieran ser gestionadas de forma coordinada, el GRT diseñará, preparará y activará medidas correctoras en coordinación con otros GRT afectados, siguiendo la metodología para la preparación de medidas correctoras de forma coordinada, con arreglo al artículo 76, apartado 1, letra b), y tomando en consideración la recomendación de un coordinador regional de la seguridad, de conformidad con el artículo 78, apartado 4.
2. Al seleccionar las medidas correctoras adecuadas, el GRT aplicará los siguientes criterios:
 - a) activación de las medidas correctoras más efectivas y económicamente eficientes;
 - b) activación de las medidas correctoras lo más próximas posible al tiempo real, teniendo en cuenta el tiempo de activación previsto y la urgencia de la situación de funcionamiento de la red que se intente resolver;
 - c) consideración de los riesgos de fallos en la aplicación de las medidas correctoras disponibles y el impacto de estas sobre la seguridad de la operación, tales como:
 - i) riesgos de fallos o cortocircuitos causados por modificaciones de la topología,
 - ii) riesgos de indisponibilidades causadas por variaciones de la potencia activa o reactiva en módulos de generación de electricidad o instalaciones de demanda, y
 - iii) riesgos de funcionamiento incorrecto causados por el comportamiento de los equipos;
 - d) preferencia a las medidas correctoras que pongan a disposición de la asignación de capacidad la mayor capacidad interzonal, respetando todos los límites de seguridad de la operación.

*Artículo 22***Categorías de medidas correctoras**

1. Cada GRT utilizará las siguientes categorías de medidas correctoras:
 - a) modificación de la duración de una indisponibilidad planificada o reposición del servicio de elementos de la red de transporte para conseguir la disponibilidad operativa de dichos elementos;
 - b) influencia activa en los flujos de potencia por medio de:
 - i) cambios de tomas de los transformadores de potencia,
 - ii) cambios de tomas de los transformadores desfasadores,
 - iii) cambios topológicos;
 - c) control de la tensión y gestión de la potencia reactiva por medio de:
 - i) cambios de tomas de los transformadores de potencia,
 - ii) conmutación de los condensadores y reactancias,
 - iii) conmutación de los dispositivos electrónicos utilizados para la gestión de la tensión y la potencia reactiva,

- iv) instrucción a los GRD y USR conectados a la red de transporte de que bloqueen el control automático de la tensión y la potencia reactiva de los transformadores o de que activen en sus instalaciones las medidas correctoras contempladas en los incisos i) a iii) si el deterioro de la tensión pone en peligro la seguridad de la operación o amenaza con provocar un colapso de tensión en una red de transporte,
- v) solicitud de variación de la salida de potencia reactiva o del valor de consigna de la tensión de los módulos de generación síncrona de electricidad conectados a la red de transporte,
- vi) solicitud de cambio de la salida de potencia reactiva de los convertidores de los módulos de generación no síncrona de electricidad conectados a la red de transporte;
- d) nuevo cálculo de las capacidades interzonales en los horizontes diario e intradiario, de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222;
- e) redespacho de los usuarios conectados a la red de transporte o a la red de distribución dentro de la zona de control del GRT, entre dos o más GRT;
- f) intercambio compensatorio entre dos o más zonas de oferta;
- g) ajuste de los flujos de potencia activa a través de sistemas HVDC;
- h) activación de procedimientos de gestión de los desvíos de frecuencia;
- i) reducción, en virtud del artículo 16, apartado 2, del Reglamento (CE) n.º 714/2009, de la capacidad interzonal ya asignada en una situación de emergencia, cuando el uso de dicha capacidad ponga en peligro la seguridad de la operación, todos los GRT de un interconector determinado se comprometan a realizar dicho ajuste y no sean posibles el redespacho ni el intercambio compensatorio, y
- j) si procede, inclusión del deslastre de carga de control manual en estado normal o de alerta.

2. Cuando proceda, y si el mantenimiento de la seguridad de la operación lo justifica, cada GRT podrá preparar y activar medidas correctoras adicionales. El GRT comunicará y justificará estos casos a la autoridad reguladora pertinente y, cuando proceda, al Estado miembro, por lo menos una vez al año, después de la activación de las medidas correctoras adicionales. También se publicarán los informes y las justificaciones relevantes. La Comisión Europea o la Agencia podrán exigir a la autoridad reguladora pertinente que proporcione información adicional relativa a la activación de medidas correctoras adicionales cuando estas afecten a una red de transporte vecina.

Artículo 23

Preparación, activación y coordinación de medidas correctoras

1. Cada GRT preparará y activará medidas correctoras de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 21, apartado 2, al objeto de prevenir el deterioro del estado de la red, sobre la base de los siguientes elementos:

- a) supervisión y determinación de estados de la red, de conformidad con el artículo 19;
- b) análisis de contingencias en la operación en tiempo real, de conformidad con el artículo 34, y
- c) análisis de contingencias en la programación de la operación, de conformidad con el artículo 72.

2. Al preparar y activar una medida correctora, incluidos el redespacho o el intercambio compensatorio en virtud de los artículos 25 y 35 del Reglamento (UE) 2015/1222, o un procedimiento de un plan de defensa de la red de un GRT que afecten a otros GRT, el GRT de que se trate evaluará, en coordinación con los GRT afectados, el impacto de dicha medida correctora o acción dentro y fuera de su zona de control, de conformidad con el artículo 75, apartado 1, con el artículo 76, apartado 1, letra b), y con el artículo 78, apartados 1, 2 y 4, y proporcionará a los GRT afectados información sobre dicho impacto.

3. Al preparar y activar medidas correctoras que tengan un impacto sobre los USR y GRD conectados a la red de transporte, y si la red de transporte se encuentra en estado normal o de alerta, cada GRT evaluará el impacto de dichas medidas correctoras en coordinación con los USR y los GRD afectados, y elegirá las que contribuyan a mantener el estado normal y el funcionamiento seguro de todas las partes implicadas. Cada USR y cada GRD afectados proporcionarán al GRT toda la información necesaria para esa coordinación.

4. Al preparar y activar medidas correctoras, y si la red de transporte no se encuentra en estado normal o de alerta, cada GRT coordinará en la medida de lo posible dichas medidas correctoras con los USR y los GRD afectados conectados a la red de transporte para mantener la seguridad de la operación y la integridad de la red de transporte.

Si un GRT activa una medida correctora, cada USR y cada GRD conectado a la red de transporte afectado ejecutarán las instrucciones dadas por el GRT.

5. Si las restricciones solo tienen consecuencias en el estado local dentro de la zona de control del GRT y no es necesario gestionar la vulneración de la seguridad de la operación de modo coordinado, el GRT responsable de su gestión podrá decidir no activar medidas correctoras con costes para mitigarlas.

Artículo 24

Disponibilidad de medios, herramientas y dispositivos de los GRT

1. Cada GRT velará por la disponibilidad, fiabilidad y redundancia de los siguientes elementos:

- a) dispositivos para supervisar el estado de la red de transporte, incluidas las aplicaciones de estimación de estado y los dispositivos de CFP;
- b) medios para controlar la conmutación de interruptores, interruptores acopladores, cambiadores de tomas de transformadores y otros equipos que sirven para controlar los elementos de la red de transporte;
- c) medios para establecer comunicación con las salas de control de otros GRT y CRS;
- d) herramientas para realizar análisis de la seguridad de la operación, y
- e) herramientas y medios de comunicación que los GRT necesiten para facilitar operaciones de balance transfronterizo.

2. En caso de que los medios, herramientas y dispositivos del GRT a que se refiere el apartado 1 afecten a GRD o USR conectados a la red de transporte implicados en la provisión de servicios de balance o servicios auxiliares, en la defensa o reposición de la red, o en la transmisión de datos operativos en tiempo real con arreglo los artículos 44, 47, 50, 51 y 52, el GRT relevante y dichos GRD y USR cooperarán y se coordinarán para especificar y garantizar la disponibilidad, la fiabilidad y la redundancia de dichos medios, herramientas y dispositivos.

3. En un plazo de dieciocho meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT adoptará un plan de continuidad de actividades en el que se detallen sus respuestas ante una pérdida de medios, herramientas y dispositivos críticos y que contenga disposiciones para su mantenimiento, sustitución y desarrollo. Cada GRT revisará su plan de continuidad de actividades como mínimo una vez al año y lo actualizará, cuando proceda y, en cualquier caso, después de toda modificación significativa de los medios, herramientas y dispositivos críticos o de las condiciones pertinentes de gestión de la red. Los GRT compartirán las partes del plan de continuidad de actividades que afecten a los GRD y USR con los GRD y USR afectados.

Artículo 25

Límites de seguridad de la operación

1. Cada GRT establecerá los límites de seguridad de la operación para cada elemento de su red de transporte, teniendo en cuenta, como mínimo, las siguientes características físicas:

- a) los límites de tensión exigidos, de conformidad con el artículo 27;
- b) los límites de corriente de cortocircuito, de conformidad con el artículo 30, y
- c) los límites de corriente en términos de capacidad térmica, incluidas las sobrecargas transitorias admisibles.

2. Al definir los límites de seguridad de la operación, el GRT tendrá en cuenta las capacidades de los USR para prevenir que los rangos de tensión y los límites de frecuencia en los estados normal y de alerta provoquen su desconexión.
3. En caso de que se produzcan modificaciones en uno de los elementos de su red de transporte, el GRT validará los límites de seguridad de la operación y, cuando resulte necesario, los actualizará.
4. Respecto a cada interconector, el GRT acordará con el GRT vecino límites comunes de seguridad de la operación, de conformidad con el apartado 1.

Artículo 26

Plan de seguridad para la protección de la infraestructura crítica

1. Cada GRT especificará, teniendo en cuenta el artículo 5 de la Directiva 2008/114/CE del Consejo ⁽¹⁾, un plan de seguridad confidencial que incluya una evaluación de riesgos de los activos de los que sea propietario o gestor y que abarque los principales escenarios de amenaza física o virtual determinados por el Estado miembro.
2. El plan de seguridad considerará los posibles impactos para las redes de transporte europeas interconectadas e incluirá medidas físicas y organizativas destinadas a mitigar los riesgos detectados.
3. Cada GRT revisará periódicamente el plan de seguridad para abordar cambios en los escenarios de amenaza y reflejar la evolución de la red de transporte.

CAPÍTULO 2

Control de la tensión y gestión de la potencia reactiva

Artículo 27

Obligaciones de todos los GRT con respecto a los límites de tensión

1. De conformidad con el artículo 18, cada GRT hará todo lo posible por garantizar que la tensión se mantenga en régimen permanente en los puntos de conexión de la red de transporte dentro de los rangos especificados en el anexo II, cuadros 1 y 2.
2. Si el GRT relevante en España exige, de conformidad con el artículo 16, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631, que los módulos de generación de electricidad conectados a tensiones nominales de entre 300 y 400 kV se mantengan conectados en el rango de 1,05 a 1,0875 por unidad durante un período ilimitado, considerará dicho rango de tensión adicional a efectos del cumplimiento de lo previsto en el apartado 1.
3. Cada GRT definirá la base de tensión para la notación en valores por unidad.
4. Cada GRT hará todo lo posible por garantizar que, durante el estado normal y tras producirse una contingencia, la tensión se mantenga dentro de rangos de tensión más amplios durante períodos limitados de funcionamiento cuando exista un acuerdo sobre dichos rangos de tensión más amplios con los GRD conectados a la red de transporte, los propietarios de instalaciones de generación de electricidad, de conformidad con el artículo 16, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631, o los propietarios de sistemas HVDC, de conformidad con el artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/1447.
5. Cada GRT acordará con los GRD y USR conectados a la red de transporte los rangos de tensión en los puntos de conexión por debajo de 110 kV cuando dichos rangos de tensión sean relevantes para no rebasar los límites de seguridad de la operación. Cada GRT hará todo lo posible por garantizar que la tensión se mantenga dentro del rango acordado durante el estado normal y tras producirse una contingencia.

⁽¹⁾ Directiva 2008/114/CE del Consejo, de 8 de diciembre de 2008, sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección (DO L 345 de 23.12.2008, p. 75).

*Artículo 28***Obligaciones de los USR en relación con el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva en el marco de la gestión de la red**

1. En un plazo de tres meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los USR que sean módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte no sujetos al artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/631, o que sean sistemas HVDC no sujetos al artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/1447, informarán a su GRT de sus capacidades en relación con los requisitos de tensión previstos en el artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/631 o en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/1447, declarando sus capacidades de tensión y el tiempo que pueden mantenerse sin desconexión.
2. Los USR que sean instalaciones de demanda sujetas a los requisitos del artículo 3 del Reglamento (UE) 2016/1388 no se desconectarán debido a una perturbación dentro de los rangos de tensión citados en el artículo 27. En un plazo de tres meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, los USR que sean instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y no estén sujetos al artículo 3 del Reglamento (UE) 2016/1388 informarán a su GRT de sus capacidades en relación con los requisitos de tensión previstos en el anexo II del Reglamento (UE) 2016/1388, declarando sus capacidades de tensión y el tiempo que pueden mantenerse sin desconexión.
3. Cada USR que sea una instalación de demanda conectada a la red de transporte mantendrá los valores de consigna de la potencia reactiva, los rangos del factor de potencia y los valores de consigna de la tensión para controlar la tensión dentro del rango acordado con su GRT, de conformidad con el artículo 27.

*Artículo 29***Obligaciones de los GRT en relación con el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva en el marco de la gestión de la red**

1. Si la tensión en un punto de conexión de la red de transporte se sitúa fuera de los rangos previstos en el anexo II, cuadros 1 y 2, del presente Reglamento, el GRT aplicará medidas correctoras para controlar la tensión y gestionar la potencia reactiva de conformidad con el artículo 22, apartado 1, letra c), del presente Reglamento a fin de reponer la tensión del punto de conexión en el rango previsto en el anexo II y en el rango de tiempo previsto en el artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/631 y en el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/1388.
2. En su análisis de la seguridad de la operación, cada GRT tendrá en cuenta los valores de tensión en los que pueden desconectarse los USR conectados a la red de transporte no sujetos a los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631 o del Reglamento (UE) 2016/1388.
3. Cada GRT garantizará una reserva de potencia reactiva, con un volumen y un tiempo de respuesta adecuados, para mantener las tensiones de su zona de control y de los interconectores dentro de los rangos establecidos en el anexo II.
4. Los GRT interconectados por interconectores de AC establecerán conjuntamente el régimen de control de la tensión adecuado para garantizar el respeto de los límites comunes de seguridad de la operación establecidos de conformidad con el artículo 25, apartado 4.
5. Cada GRT acordará con cada GRD conectado a la red de transporte los valores de consigna de la potencia reactiva, los rangos del factor de potencia y los valores de consigna de la tensión para controlar la tensión en el punto de conexión entre el GRT y el GRD de conformidad con el artículo 15 del Reglamento (UE) 2016/1388. A fin de garantizar el mantenimiento de dichos parámetros, cada GRD conectado a la red de transporte utilizará sus recursos de potencia reactiva y podrá dar instrucciones de control de la tensión a los USR conectados a la red de distribución.
6. Cada GRT tendrá derecho a usar todas las capacidades de potencia reactiva conectadas a la red de transporte disponibles en su zona de control para la gestión efectiva de la potencia reactiva y el mantenimiento de los rangos de tensión establecidos en el anexo II, cuadros 1 y 2, del presente Reglamento.
7. Cada GRT operará, directa o indirectamente, en coordinación con el GRD conectado a la red de transporte cuando proceda, recursos de potencia reactiva dentro de su zona de control, incluidos el bloqueo del control automático de la tensión/potencia reactiva de los transformadores, la reducción de la tensión y la desconexión de la demanda por baja tensión, al objeto de mantener los límites de seguridad de la operación y evitar un colapso de tensión de la red de transporte.

8. Cada GRT determinará las medidas de control de la tensión en coordinación con los USR y los GRD conectados a la red de transporte y con los GRD vecinos.

9. Cuando sea relevante para el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva de la red de transporte, el GRT podrá exigir a un USR conectado a la red de distribución, en coordinación con un GRD, que siga las instrucciones de control de la tensión.

CAPÍTULO 3

Gestión de la corriente de cortocircuito

Artículo 30

Corriente de cortocircuito

Cada GRT determinará:

- a) la corriente de cortocircuito máxima a la que se supera la capacidad nominal de los interruptores y otros equipos, y
- b) la corriente de cortocircuito mínima para el correcto funcionamiento de los equipos de protección.

Artículo 31

Cálculo de la corriente de cortocircuito y medidas conexas

1. Cada GRT realizará cálculos de la corriente de cortocircuito para evaluar el impacto de GRT vecinos y de USR y redes de distribución conectados a la red de transporte, incluidas las redes de distribución cerradas, sobre los niveles de la corriente de cortocircuito de la red de transporte. Si una red de distribución conectada a una red de transporte, incluidas las redes de distribución cerradas, tiene un impacto sobre los niveles de la corriente de cortocircuito, se incluirá en los cálculos de la corriente de cortocircuito de la red de transporte.

2. Al realizar los cálculos de la corriente de cortocircuito, cada GRT:

- a) usará los datos más precisos y de mayor calidad disponibles;
- b) tendrá en cuenta las normas internacionales, y
- c) tomará como base de los cálculos de la corriente de cortocircuito máxima las condiciones operativas que proporcionen el mayor nivel posible de corriente de cortocircuito, incluida la corriente de cortocircuito de otras redes de transporte y redes de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas.

3. Cada GRT aplicará medidas operativas y de otra índole para evitar el desvío respecto a los límites máximos y mínimos de corriente de cortocircuito a que se refiere el artículo 30 en todos los horizontes temporales y respecto a todos los equipos de protección. De producirse dicho desvío, el GRT activará medidas correctoras o aplicará otras medidas destinadas a garantizar el restablecimiento de los límites a que se refiere el artículo 30. Solo se permitirán desviaciones de dichos límites durante secuencias de conmutación.

CAPÍTULO 4

Gestión de los flujos de potencia

Artículo 32

Límites de los flujos de potencia

1. Cada GRT mantendrá los flujos de potencia dentro de los límites de seguridad de la operación definidos con la red en estado normal y tras producirse una contingencia incluida en la lista de contingencias a que se refiere el artículo 33, apartado 1.

2. En la situación (N-1), en el estado normal, los GRT mantendrán los flujos de potencia dentro de las sobrecargas transitorias admisibles a que se refiere el artículo 25, apartado 1, letra c), y habrán preparado medidas correctoras con miras a su aplicación y ejecución dentro del plazo permitido para las sobrecargas transitorias admisibles.

CAPÍTULO 5

Análisis y gestión de contingencias

Artículo 33

Listas de contingencias

1. Cada GRT establecerá una lista de contingencias que incluya las contingencias internas y externas de su zona de observabilidad, evaluando si alguna de estas contingencias pone en peligro la seguridad de la operación de su zona de control. La lista de contingencias incluirá las contingencias ordinarias y las contingencias excepcionales determinadas en aplicación de la metodología desarrollada con arreglo al artículo 75.
2. Para elaborar la lista de contingencias, cada GRT clasificará cada contingencia como ordinaria, excepcional o fuera del rango, teniendo en cuenta la probabilidad de que se produzca y los siguientes principios:
 - a) cada GRT clasificará las contingencias de su propia zona de control;
 - b) si las condiciones operativas o climatológicas incrementan significativamente las probabilidades de que se produzca una contingencia excepcional, el GRT incluirá dicha contingencia excepcional en su lista de contingencias, y
 - c) para tener en cuenta las contingencias excepcionales con gran repercusión para su propia red de transporte o para redes de transporte vecinas, el GRT incluirá dichas contingencias excepcionales en su lista de contingencias.
3. Cada GRD y cada USR conectado a la red de transporte que sea una instalación de generación de electricidad proporcionará al GRT que se la solicite toda la información relevante a efectos del análisis de contingencias, incluidas previsiones y datos en tiempo real, admitiéndose la agregación de datos de conformidad con el artículo 50, apartado 2.
4. A efectos de coherencia, cada GRT coordinará su análisis de contingencias, como mínimo con los GRT de su zona de observabilidad, de conformidad con el artículo 75.
5. Cada GRT informará a los GRT de su zona de observabilidad sobre las contingencias externas incluidas en su lista de contingencias.
6. Cada GRT informará con antelación suficiente a los GRT afectados en su zona de observabilidad de todas las modificaciones topológicas previstas en los elementos de su red de transporte que figuren como contingencias externas en las listas de contingencias de los GRT afectados.
7. Cada GRT velará por que los datos en tiempo real sean lo suficientemente precisos para permitir la convergencia de los cálculos de los flujos y las cargas realizados en el análisis de contingencias.

Artículo 34

Análisis de contingencias

1. Cada GRT realizará análisis de contingencias en su zona de observabilidad para determinar las contingencias que pongan o puedan poner en peligro la seguridad de la operación de su zona de control y para definir las medidas correctoras que puedan resultar necesarias para resolverlas, incluida la mitigación del impacto de las contingencias excepcionales.
2. Cada GRT velará por que las posibles desviaciones respecto a los límites de seguridad de la operación en su zona de control, determinadas en el análisis de contingencias, no pongan en peligro la seguridad de la operación de su red de transporte o de las redes de transporte interconectadas.

3. Cada GRT realizará análisis de contingencias sobre la base de las previsiones de los datos operativos y de los datos operativos en tiempo real de su zona de observabilidad. El punto de partida del análisis de contingencias en la situación N será la topología relevante de la red de transporte, que incluirá las indisponibilidades planificadas en las fases de programación de la operación.

Artículo 35

Gestión de contingencias

1. Cada GRT evaluará los riesgos asociados a las contingencias después de simular cada contingencia de su lista de contingencias y de sopesar si puede mantener su red de transporte dentro de los límites de seguridad de la operación en la situación (N-1).
2. Cuando un GRT determine que los riesgos asociados a una contingencia son tan significativos que podría no estar en condiciones de preparar y activar medidas correctoras a tiempo para prevenir un incumplimiento del criterio (N-1), o que existe un riesgo de propagación de una perturbación al sistema de transporte interconectado, preparará y activará medidas correctoras que le permitan cumplir el criterio (N-1) lo antes posible.
3. En caso de que se produzca una situación (N-1) provocada por una perturbación, el GRT activará una medida correctora para garantizar que la red de transporte recupere el estado normal lo antes posible y que esta situación (N-1) se convierta en la nueva situación N.
4. No se exigirá a los GRT que cumplan el criterio (N-1) en las siguientes situaciones:
 - a) durante secuencias de conmutación;
 - b) durante el período necesario para preparar y activar las medidas correctoras.
5. Salvo disposición en contrario de un Estado miembro, no se requerirá a los GRT cumplir el criterio (N-1) cuando únicamente se den consecuencias locales en la zona de control del GRT.

CAPÍTULO 6

Protección

Artículo 36

Requisitos generales en materia de protección

1. Cada GRT gestionará su red de transporte con equipos de protección y equipos de protección de respaldo que le permitan evitar automáticamente la propagación de perturbaciones que puedan poner en peligro la seguridad de la operación de su propia red de transporte y del sistema interconectado.
2. Como mínimo una vez cada cinco años, cada GRT revisará sus criterios y filosofía de protección y los actualizará en la medida de lo necesario para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de protección y el mantenimiento de la seguridad de la operación.
3. Después de una actuación de protecciones que haya tenido un impacto fuera de la zona de control del propio GRT, incluidos los interconectores, el GRT determinará si los equipos de protección de su zona de control han funcionado según lo previsto y, si procede, tomará medidas correctoras.
4. Cada GRT especificará valores de consigna para los equipos de protección de su red de transporte que garanticen un despeje de faltas fiable, rápido y selectivo, incluidos equipos de protección de reserva para el despeje de faltas en caso de funcionamiento incorrecto del sistema de protección principal.
5. Antes de la entrada en servicio de los equipos de protección y equipos de protección de reserva o después de cualquier modificación de tales equipos, el GRT acordará con los GRT vecinos la definición de los valores de consigna de protección de los interconectores y se coordinará con dichos GRT antes de modificar los ajustes.

*Artículo 37***Sistemas especiales de protección**

Cuando un GRT utilice un sistema especial de protección:

- a) se asegurará de que dicho sistema especial de protección funciona de forma selectiva, fiable y eficaz;
- b) al diseñarlo, evaluará las consecuencias del funcionamiento incorrecto para la red de transporte, teniendo en cuenta el impacto sobre los GRT afectados;
- c) verificará que el sistema tiene una fiabilidad comparable a la de los sistemas de protección utilizados para la protección principal de los elementos de la red de transporte;
- d) gestionará la red de transporte con el sistema especial de protección dentro de los límites de seguridad de la operación determinados de conformidad con el artículo 25, y
- e) coordinará las funciones del sistema especial de protección, los principios de activación y los valores de consigna con los GRT vecinos y con los GRD conectados a la red de transporte afectados, incluidas las redes de distribución cerradas, y los USR conectados a la red de transporte afectados.

*Artículo 38***Supervisión y evaluación de la estabilidad dinámica**

1. Cada GRT supervisará la estabilidad dinámica de la red de transporte mediante estudios realizados fuera de tiempo real, de conformidad con el apartado 6. Intercambiará los datos relevantes para la supervisión de la estabilidad dinámica de la red de transporte con los otros GRT de su zona síncrona.
2. Cada GRT realizará estudios de evaluación de la estabilidad dinámica, como mínimo una vez al año, para definir los límites de estabilidad y los posibles problemas de estabilidad de su red de transporte. Todos los GRT de cada zona síncrona coordinarán las evaluaciones de la estabilidad dinámica, que abarcarán la totalidad o partes de la zona síncrona.
3. Al realizar las evaluaciones coordinadas de la estabilidad dinámica, los GRT afectados determinarán:
 - a) el ámbito de la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica, como mínimo en términos de un modelo de red común;
 - b) el conjunto de datos que los GRT intercambiarán para realizar la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica;
 - c) una lista de escenarios comúnmente acordados para la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica, y
 - d) una lista de contingencias o perturbaciones comúnmente acordadas cuyo impacto será analizado mediante la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica.
4. En caso de que se produzcan problemas de estabilidad debido a oscilaciones inter-área mal amortiguadas que afecten a varios GRT de una misma zona síncrona, cada GRT participará lo antes posible en una evaluación coordinada de la estabilidad dinámica a nivel de zona síncrona y proporcionará los datos necesarios para dicha evaluación. Dicha evaluación será iniciada y dirigida por los GRT afectados o por la REGRT de Electricidad.
5. Si un GRT detecta un impacto potencial sobre la estabilidad de la tensión, de ángulo del rotor o de la frecuencia en relación con otras redes de transporte interconectadas, los GRT afectados coordinarán los métodos utilizados en la evaluación de la estabilidad dinámica, proporcionando los datos necesarios y planificando medidas correctoras conjuntas destinadas a mejorar la estabilidad, incluidos los procedimientos de cooperación entre los GRT.
6. Al decidir sobre los métodos utilizados en la evaluación de la estabilidad dinámica, cada GRT aplicará las siguientes normas:
 - a) si, en lo que respecta a la lista de contingencias, los límites del régimen permanente se alcanzan antes que los límites de estabilidad, el GRT basará la evaluación de la estabilidad dinámica solo en los estudios de estabilidad fuera de tiempo real realizados en la fase de programación de la operación a más largo plazo;

- b) si, en lo que respecta a la lista de contingencias y en condiciones de indisponibilidad planificada, los límites del régimen permanente y los límites de estabilidad se aproximan entre sí o si los límites de estabilidad se alcanzan antes que los límites del régimen permanente, el GRT realizará una evaluación de la estabilidad dinámica en la fase de programación de la operación del horizonte temporal diario mientras se mantengan estas condiciones; el GRT planificará medidas correctoras para su aplicación en el funcionamiento en tiempo real, si procede, y
- c) si, en lo que respecta a la lista de contingencias, la red de transporte se encuentra en la situación N y los límites de estabilidad se alcanzan antes que los límites del régimen permanente, el GRT realizará una evaluación de la estabilidad dinámica en todas las fases de la programación de la operación y revalorará los límites de estabilidad lo antes posible tras detectarse una modificación significativa en la situación N.

Artículo 39

Gestión de la estabilidad dinámica

1. Si la evaluación de la estabilidad dinámica indica que se ha producido una vulneración de los límites de estabilidad, el GRT en cuya zona de control se haya producido dicha vulneración diseñará, preparará y activará medidas correctoras para mantener la estabilidad de la red de transporte. Dichas medidas correctoras podrán implicar a los USR.
2. Cada GRT velará por que los tiempos de despeje de falta que puedan provocar una inestabilidad de la red de transporte en términos de estado de área extensa sean más cortos que el tiempo crítico de despeje de falta calculado por él en sus evaluaciones de la estabilidad dinámica realizadas de conformidad con el artículo 38.
3. En relación con los requisitos de inercia mínima que son relevantes para la estabilidad de la frecuencia a nivel de zona síncrona:
 - a) a más tardar dos años después de la entrada en vigor del presente Reglamento, los GRT de dicha zona síncrona realizarán un estudio común por zona síncrona para determinar si es necesario establecer la inercia mínima requerida, teniendo en cuenta los costes y los beneficios, así como las posibles alternativas; los GRT comunicarán sus estudios a sus autoridades reguladoras; todos los GRT realizarán una revisión periódica y actualizarán dichos estudios cada dos años;
 - b) si los estudios a que se refiere la letra a) demuestran la necesidad de definir la inercia mínima requerida, todos los GRT de la zona síncrona afectada desarrollarán conjuntamente una metodología para la definición de la inercia mínima requerida a fin de mantener la seguridad de la operación y prevenir la vulneración de los límites de estabilidad; dicha metodología respetará los principios de eficiencia y proporcionalidad, se desarrollará en un plazo de seis meses a partir de la conclusión de los estudios a que se refiere la letra a) y se actualizará en un plazo de seis meses a partir de la actualización y publicación de los estudios, y
 - c) cada GRT aplicará en el funcionamiento en tiempo real la inercia mínima en su propia zona de control, de acuerdo con la metodología definida y los resultados obtenidos de acuerdo con la letra b).

TÍTULO 2

INTERCAMBIO DE DATOS

CAPÍTULO 1

Requisitos generales en materia de intercambio de datos

Artículo 40

Organización, funciones, responsabilidades y calidad del intercambio de datos

1. El intercambio y la transmisión de datos e información de conformidad con el presente título reflejarán en la medida de lo posible la situación real y prevista de la red de transporte.
2. Cada GRT será responsable de comunicar y utilizar datos e información de alta calidad.
3. Cada GRT recopilará la siguiente información sobre su zona de observabilidad e intercambiará esos datos con todos los demás GRT en la medida de lo necesario para llevar a cabo los análisis de seguridad de la operación de conformidad con el artículo 72:
 - a) generación;
 - b) consumo;

- c) programas;
- d) posiciones de balance;
- e) indisponibilidades planificadas y topologías de subestaciones, y
- f) previsiones.

4. Cada GRT representará la información a que se refiere el apartado 3 como inyecciones y extracciones en cada nodo de su modelo de red individual a que se refiere el artículo 64.

5. En coordinación con los GRD y los USR, cada GRT determinará la aplicabilidad y el alcance del intercambio de datos sobre la base de las siguientes categorías:

- a) datos estructurales, de conformidad con el artículo 48;
- b) datos de programación y previsiones, de conformidad con el artículo 49;
- c) datos en tiempo real, de conformidad con los artículos 44, 47 y 50, y
- d) disposiciones de conformidad con los artículos 51, 52 y 53.

6. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT acordarán conjuntamente los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades esenciales en relación con el intercambio de datos. Tales requisitos organizativos, funciones y responsabilidades tomarán en consideración y complementarán, cuando proceda, las condiciones operativas de la metodología de provisión de datos de generación y de consumo desarrollada de conformidad con el artículo 16 del Reglamento (UE) 2015/1222. Serán aplicables a todas las disposiciones del presente título e incluirán requisitos organizativos, funciones y responsabilidades respecto a los siguientes elementos:

- a) la obligación de los GRT de comunicar sin demora a todos los GRT vecinos cualquier cambio introducido en los ajustes de protecciones, los límites térmicos y las capacidades técnicas en los interconectores entre sus zonas de control;
- b) la obligación de los GRD directamente conectados a la red de transporte de informar a los GRT a los que estén conectados, dentro de los plazos acordados, de cualquier cambio en los datos y la información con arreglo al presente título;
- c) la obligación, para los GRD adyacentes y/o entre el GRD descendente y el GRD ascendente, de informarse mutuamente, dentro de los plazos acordados, de cualquier cambio en los datos y la información con arreglo al presente título;
- d) la obligación de los USR de informar a sus GRT o GRD, dentro de los plazos acordados, de cualquier cambio relevante en los datos y la información establecidos con arreglo al presente título;
- e) el contenido detallado de los datos y la información establecidos con arreglo al presente título, incluidos los principios fundamentales, el tipo de datos, los medios de comunicación, el formato y las normas aplicables, los plazos y las responsabilidades;
- f) la marca de tiempo y la frecuencia de transmisión de los datos y la información que deban facilitar los GRD y los USR, que utilizarán los GRT en los distintos horizontes; se definirá la frecuencia del intercambio de información en lo que respecta a los datos en tiempo real, los datos programados y la actualización de los datos estructurales, y
- g) el formato de la comunicación de los datos y la información establecidos con arreglo al presente título.

La REGRT de Electricidad publicará los requisitos organizativos, funciones y responsabilidades.

7. En un plazo de dieciocho meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT acordará con los GRD pertinentes procesos efectivos, eficientes y proporcionales para llevar a cabo y gestionar los intercambios de datos, incluida, cuando así lo requiera la gestión eficiente de la red, la comunicación de datos relativos a las redes de distribución y los USR. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 6, letra g), cada GRT acordará el formato del intercambio de datos con los GRD relevantes.

8. Los USR conectados a la red de transporte tendrán acceso a los datos relativos a sus instalaciones de red en servicio en el punto de conexión.

9. Cada GRT acordará con los GRD conectados a la red de transporte el alcance de la información adicional que deban intercambiar en relación con las instalaciones de red en servicio.

10. Los GRD con un punto de conexión a una red de transporte tendrán derecho a recibir la información estructural, programada y en tiempo real pertinente de los GRT relevantes y a recabar la información estructural, programada y en tiempo real pertinente de los GRD vecinos. Los GRD vecinos determinarán de forma coordinada el alcance de la información que pueda intercambiarse.

CAPÍTULO 2

Intercambio de datos entre GRT

Artículo 41

Intercambio de datos estructurales y previsiones

1. Los GRT vecinos intercambiarán como mínimo la siguiente información estructural respecto a la zona de observabilidad:

- a) topología regular de las subestaciones y otros datos relevantes, por nivel de tensión;
- b) datos técnicos sobre las líneas de transporte;
- c) datos técnicos sobre los transformadores que conectan los GRD, los USR que son instalaciones de demanda y los bloques transformador-generador de los USR que son instalaciones de generación de electricidad;
- d) potencia activa y reactiva máxima y mínima de los USR que son módulos de generación de electricidad;
- e) datos técnicos sobre los transformadores desfasadores;
- f) datos técnicos sobre los sistemas HVDC;
- g) datos técnicos sobre reactancias, condensadores y compensadores estáticos de potencia reactiva, y
- h) límites de seguridad de la operación definidos por cada GRT de conformidad con el artículo 25.

2. Para coordinar la protección de sus redes de transporte, los GRT vecinos intercambiarán los valores de consigna de la protección de las líneas cuyas contingencias figuren como contingencias externas en sus listas de contingencias.

3. Para coordinar sus análisis de la seguridad de la operación y establecer un modelo de red común de conformidad con los artículos 67, 68, 69 y 70, cada GRT intercambiará con el resto de los GRT de la misma zona síncrona, como mínimo, los siguientes datos:

- a) topología de las redes de transporte de tensión igual o superior a 220 kV dentro de su zona de control;
- b) modelo o equivalente de la red de transporte de tensión inferior a 220 kV con un impacto significativo en su propia red de transporte;
- c) límites térmicos de los elementos de la red de transporte, y
- d) previsión realista y precisa de la cantidad agregada de inyecciones y extracciones, por fuente de energía primaria, en cada nodo de la red de transporte para diferentes horizontes temporales.

4. Para coordinar las evaluaciones de la estabilidad dinámica de conformidad con el artículo 38, apartados 2 y 4, y para llevarlas a cabo, cada GRT intercambiará con los demás GRT de la misma zona síncrona o de su parte relevante los datos siguientes:

- a) datos relativos a los USR que sean módulos de generación de electricidad, en particular, aunque no exclusivamente, los siguientes:
 - i) parámetros eléctricos del alternador adecuados para la evaluación de la estabilidad dinámica, incluida la inercia total,
 - ii) modelos de protección,
 - iii) alternador y motor primario,

- iv) descripción del transformador elevador,
 - v) potencia reactiva mínima y máxima,
 - vi) modelos del regulador automático de tensión y modelos del regulador de velocidad, y
 - vii) modelos de motores primarios y modelos del sistema de excitación adecuados para grandes perturbaciones;
- b) los datos sobre el tipo de regulación y el rango de regulación de la tensión de los cambiadores de tomas, incluida una descripción de los cambiadores de tomas en carga existentes, y los datos sobre el tipo de regulación y el rango de regulación de la tensión de los transformadores elevadores y de red, y
- c) los datos relativos a los sistemas HVDC y dispositivos FACTS de los modelos dinámicos del sistema o dispositivo y su regulación asociada apta para grandes perturbaciones.

Artículo 42

Intercambio de datos en tiempo real

1. Conforme a los artículos 18 y 19, cada GRT intercambiará con los otros GRT de la misma zona síncrona los siguientes datos sobre el estado de su red de transporte, utilizando la herramienta informática para el intercambio paneuropeo de datos en tiempo real puesta a disposición por la REGRT de Electricidad:

- a) frecuencia;
- b) error de control de la recuperación de la frecuencia;
- c) intercambios medidos de potencia activa entre las zonas de CFP;
- d) generación inyectada agregada;
- e) estado de la red, de conformidad con el artículo 18;
- f) valor de consigna del controlador de frecuencia-potencia, e
- g) intercambio de electricidad a través de líneas de interconexión virtual.

2. Cada GRT intercambiará con los demás GRT de su zona de observabilidad, mediante intercambios de datos en tiempo real entre los sistemas de supervisión para el control y la obtención de datos (SCADA) y los sistemas de gestión de energía de los GRT, los siguientes datos sobre su red de transporte:

- a) topología real de las subestaciones;
- b) potencia activa y reactiva en las posiciones de línea, incluyendo las redes de transporte y distribución y las líneas de conexión de los USR;
- c) potencia activa y reactiva en las posiciones de transformador, incluyendo las redes de transporte y distribución y los transformadores de conexión de los USR;
- d) potencia activa y reactiva en las posiciones de instalación de generación de electricidad;
- e) posiciones de regulación de los transformadores, incluidos los transformadores desfasadores;
- f) tensión de las barras colectoras medida o estimada;
- g) potencia reactiva en las posiciones de reactancia y condensador o procedente de un compensador estático de potencia reactiva, y
- h) restricciones sobre las capacidades de suministro de potencia activa y reactiva con respecto a la zona de observabilidad.

3. Cada GRT tendrá derecho a solicitar a cualquier GRT de su zona de observabilidad que proporcione casos en tiempo real de los datos del estimador de estado de la red de su zona de control si resultan pertinentes para la seguridad de la operación de la red de transporte del GRT solicitante.

CAPÍTULO 3

Intercambio de datos entre GRT y GRD en la zona de control del GRT

Artículo 43

Intercambio de datos estructurales

1. Cada GRT determinará la zona de observabilidad de las redes de distribución conectadas a la red de transporte que sea necesaria para que el GRT determine con precisión y eficiencia el estado de la red, basándose en la metodología desarrollada de conformidad con el artículo 75.
2. Si un GRT considera que una red de distribución no conectada a la red de transporte tiene una influencia significativa para la representación del comportamiento de la red de transporte en términos de tensión, flujos de potencia u otros parámetros eléctricos, dicha red de distribución será definida por el GRT como parte de la zona de observabilidad de conformidad con el artículo 75.
3. La información estructural relativa a la zona de observabilidad mencionada en los apartados 1 y 2 facilitada por cada GRD al GRT incluirá, como mínimo:
 - a) las subestaciones, por nivel de tensión;
 - b) las líneas que conectan las subestaciones a que se refiere la letra a);
 - c) los transformadores de las subestaciones a que se refiere la letra a);
 - d) los USR, y
 - e) las reactancias y condensadores conectados a las subestaciones a que se refiere la letra a).
4. Cada GRD conectado a la red de transporte proporcionará al GRT información estructural actualizada de conformidad con el apartado 3, como mínimo cada seis meses.
5. Como mínimo una vez al año, cada GRD conectado a la red de transporte proporcionará al GRT la capacidad de generación total agregada de los módulos de generación de electricidad de tipo A, por fuentes de energía primaria, sujetos a los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631, y la mejor estimación posible de la capacidad de generación de los módulos de generación de electricidad de tipo A no sujetos al Reglamento (UE) 2016/631, o acogidos a una excepción con arreglo a este Reglamento, conectados a su red de distribución, y la información conexas relativa a su comportamiento en términos de frecuencia.

Artículo 44

Intercambio de datos en tiempo real

Salvo disposición en contrario del GRT, cada GRD proporcionará a su GRT, en tiempo real, la información relativa a la zona de observabilidad del GRT contemplada en el artículo 43, apartados 1 y 2, en particular la siguiente:

- a) topología real de la subestación;
- b) potencia activa y reactiva en la posición de línea;
- c) potencia activa y reactiva en la posición de transformador;
- d) potencia activa y reactiva en la posición de instalación de generación de electricidad;
- e) posiciones de las tomas de los transformadores conectados a la red de transporte;
- f) tensiones de las barras colectoras;
- g) potencia reactiva en las posiciones de reactancia y condensador;
- h) mejores datos disponibles sobre generación agregada en la zona del GRD, por fuente de energía primaria, y
- i) mejores datos disponibles sobre demanda agregada en la zona del GRD.

CAPÍTULO 4

Intercambio de datos entre GRT, propietarios de interconectores u otras líneas y módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte

Artículo 45

Intercambio de datos estructurales

1. Cada USR que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte proporcionará al GRT, como mínimo, los siguientes datos:

- a) datos generales del módulo de generación de electricidad, incluida la capacidad instalada y la fuente de energía primaria;
- b) datos de la instalación de generación de electricidad y las turbinas, incluido el tiempo necesario para el arranque en frío y en caliente;
- c) datos para el cálculo de la corriente de cortocircuito;
- d) datos del transformador de la instalación de generación de electricidad;
- e) datos de las RCF de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio, de conformidad con el artículo 154;
- f) datos de las RRF de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio, de conformidad con el artículo 158;
- g) datos de las RS de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio, de conformidad con el artículo 161;
- h) los datos necesarios para la reposición de la red de transporte;
- i) los datos y modelos necesarios para una simulación dinámica;
- j) datos sobre protecciones;
- k) los datos necesarios para determinar los costes de las medidas correctoras, de conformidad con el artículo 78, apartado 1, letra b); cuando el GRT aplique mecanismos de mercado en consonancia con el artículo 4, apartado 2, letra d), la comunicación de los precios que deba pagar el GRT se considerará suficiente;
- l) capacidad de control de la tensión y la potencia reactiva.

2. Cada USR que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad de tipo B o C conectado a la red de transporte proporcionará al GRT, como mínimo, los siguientes datos:

- a) datos generales del módulo de generación de electricidad, incluida la capacidad instalada y la fuente de energía primaria;
- b) datos del cálculo de la corriente de cortocircuito;
- c) datos de las RCF de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio, de conformidad con la definición y los requisitos del artículo 173;
- d) datos de las RRF de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio;
- e) datos de las RS de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan ese servicio;
- f) datos sobre protección;
- g) capacidad de control de la potencia reactiva;
- h) los datos necesarios para determinar los costes de las medidas correctoras, de conformidad con el artículo 78, apartado 1, letra b); cuando el GRT aplique mecanismos de mercado en consonancia con el artículo 4, apartado 2, letra d), la comunicación de los precios que deba pagar el GRT se considerará suficiente;
- i) los datos necesarios para una evaluación de la estabilidad dinámica, de conformidad con el artículo 38.

3. Un GRT podrá solicitar a la instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad conectado a la red de transporte que proporcione más datos, cuando proceda, para realizar el análisis de la seguridad de la operación, de conformidad con la parte III, título 2.
4. Cada propietario de un sistema HVDC o de un interconector proporcionará al GRT los siguientes datos relacionados con el sistema HVDC o el interconector:
 - a) datos de la placa de identificación de la instalación;
 - b) datos de los transformadores;
 - c) datos sobre los filtros y los bancos de filtros;
 - d) datos sobre la compensación de la potencia reactiva;
 - e) datos sobre la capacidad de control de la potencia activa;
 - f) datos sobre la capacidad de control de la potencia reactiva y la tensión;
 - g) datos sobre la prioridad del modo operativo de activa o reactiva, de existir;
 - h) datos sobre la capacidad de respuesta a la frecuencia;
 - i) modelos dinámicos para la simulación dinámica;
 - j) datos sobre protección, y
 - k) datos sobre la capacidad de soportar huecos de tensión.
5. Cada propietario de un interconector de AC proporcionará al GRT, como mínimo, los siguientes datos:
 - a) datos de la placa de identificación de la instalación;
 - b) parámetros eléctricos;
 - c) protecciones asociadas.

Artículo 46

Intercambio de datos programados

1. Cada USR que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D conectado a la red de transporte proporcionará al GRT, como mínimo, los siguientes datos:
 - a) generación de potencia activa y cantidad de reservas de potencia activa y su disponibilidad en los horizontes diario e intradiario;
 - b) sin demora alguna, cualquier indisponibilidad o restricción de la potencia activa programadas;
 - c) cualquier restricción prevista de la capacidad de control de la potencia reactiva, y
 - d) como excepción a las letras a) y b), en regiones con un sistema de despacho central, los datos solicitados por el GRT para la preparación de su programa de generación de potencia activa.
2. Cada gestor de un sistema HVDC proporcionará a los GRT, como mínimo, los siguientes datos:
 - a) programación y disponibilidad de su potencia activa en los horizontes diario e intradiario;
 - b) sin demora, cualquier indisponibilidad o restricción de la potencia activa, y
 - c) cualquier restricción prevista de la capacidad de control de la potencia reactiva o de la tensión.
3. Cada gestor de una línea o un interconector de AC proporcionará al GRT datos sobre la indisponibilidad programada o la restricción de potencia activa.

*Artículo 47***Intercambio de datos en tiempo real**

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada USR que sea una instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D proporcionará al GRT en tiempo real, como mínimo, los siguientes datos:

- a) posición de los interruptores en el punto de conexión o en otro punto de interacción acordado con el GRT;
- b) potencia activa y reactiva en el punto de conexión o en otro punto de interacción acordado con el GRT, y
- c) en el caso de las instalaciones de generación de electricidad con consumo distinto del consumo auxiliar, la potencia activa y reactiva netas.

2. Salvo disposición en contrario del GRT, cada propietario de un sistema HVDC o de un interconector de AC proporcionará al GRT en tiempo real, como mínimo, los siguientes datos relativos al punto de conexión del sistema HVDC o interconector de AC:

- a) posición de los interruptores;
- b) situación operativa, y
- c) potencia activa y reactiva.

*CAPÍTULO 5****Intercambio de datos entre GRT, GRD y módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución****Artículo 48***Intercambio de datos estructurales**

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad que sea un USR, de conformidad con el artículo 2, apartado 1, letra a), y por agregación de los USR con arreglo al artículo 2, apartado 1, letra e), conectado a la red de distribución proporcionará al GRT y al GRD con el que el módulo tenga un punto de conexión, como mínimo, los siguientes datos:

- a) datos generales del módulo de generación de electricidad, incluida la capacidad instalada y la fuente de energía o tipo de combustible primarios;
- b) datos de las RCF de las instalaciones de generación de electricidad que ofrecen o prestan el servicio de RCF, de conformidad con la definición y los requisitos del artículo 173;
- c) datos de las RRF de las instalaciones de generación de electricidad que ofrecen o prestan el servicio de RRF;
- d) datos de las RS de los módulos de generación de electricidad que ofrecen o prestan el servicio de RS;
- e) datos sobre protección;
- f) capacidad de control de la potencia reactiva;
- g) capacidad de acceso remoto al interruptor;
- h) los datos necesarios para una simulación dinámica de conformidad con las disposiciones del Reglamento (UE) 2016/631, y
- i) nivel de tensión y ubicación de cada módulo de generación de electricidad.

2. Cada instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad que sea un USR, de conformidad con el artículo 2, apartado 1, letras a) y e), informará al GRT y al GRD con los que tenga un punto de conexión, dentro del plazo acordado y nunca después de la primera puesta en servicio o de cualquier modificación en la instalación existente, de cualquier cambio en el alcance y el contenido de los datos mencionados en el apartado 1.

*Artículo 49***Intercambio de datos programados**

Salvo disposición en contrario del GRT, cada instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad que sea un USR, de conformidad con el artículo 2, apartado 1, letras a) y e), conectado a la red de distribución proporcionará al GRT y al GRD con los que tenga un punto de conexión, como mínimo, los siguientes datos:

- a) sus indisponibilidades programadas, las restricciones programadas de potencia activa y sus previsiones de generación programada de potencia activa en el punto de conexión;
- b) cualquier restricción prevista de la capacidad de control de la potencia reactiva, y
- c) como excepción a las letras a) y b), en regiones con un sistema de despacho central, los datos solicitados por el GRT para la preparación de su programa de generación de potencia activa.

*Artículo 50***Intercambio de datos en tiempo real**

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad que sea un USR, de conformidad con el artículo 2, apartado 1, letras a) y e), conectado a la red de distribución proporcionará al GRT y al GRD con los que tenga un punto de conexión, como mínimo, los siguientes datos:

- a) estado de los dispositivos de conmutación e interruptores en el punto de conexión, y
- b) flujos de potencia activa y reactiva, corriente y tensión en el punto de conexión.

2. Cada GRT definirá, en coordinación con los GRD responsables, qué USR podrán quedar exentos de proporcionar los datos en tiempo real enumerados en el apartado 1 directamente al GRT. En tales casos, los GRT y GRD responsables acordarán los datos agregados en tiempo real de los USR de que se trate que deban proporcionarse al GRT.

*Artículo 51***Intercambio de datos entre GRT y GRD en relación con los módulos de generación de electricidad significativos**

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada GRD proporcionará a su GRT la información especificada en los artículos 48, 49 y 50 con la frecuencia y el nivel de detalle exigidos por el GRT.
2. El GRT pondrá a disposición del GRD a cuya red de distribución estén conectados los USR la información especificada en los artículos 48, 49 y 50 que el GRD le solicite.
3. Un GRT podrá solicitar datos adicionales a una instalación de generación de electricidad propietaria de un módulo de generación de electricidad que sea un USR conectado a la red de distribución, de conformidad con el artículo 2, apartado 1, letras a) y e), cuando así lo requieran los análisis de seguridad de la operación y la validación de modelos.

*CAPÍTULO 6***Intercambio de datos entre GRT e instalaciones de demanda***Artículo 52***Intercambio de datos entre GRT e instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte**

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada propietario de una instalación de demanda conectada a la red de transporte proporcionará al GRT los siguientes datos estructurales:
 - a) datos eléctricos de los transformadores conectados a la red de transporte;

- b) características de la carga de la instalación de demanda, y
 - c) características del control de la potencia reactiva.
2. Salvo disposición en contrario del GRT, cada propietario de una instalación de demanda conectada a la red de transporte proporcionará al GRT los siguientes datos:
- a) su consumo programado de potencia activa y su consumo previsto de potencia reactiva en los horizontes diario e intradiario, incluida cualquier modificación de estos programas y previsiones;
 - b) cualquier restricción prevista de la capacidad de control de la potencia reactiva;
 - c) en caso de participación en la respuesta de la demanda, un programa de su rango de potencia estructural mínima y máxima por reducir, y
 - d) como excepción a la letra a), en regiones con un sistema de despacho central, los datos solicitados por el GRT para la preparación de su programa de generación de potencia activa.
3. Salvo disposición en contrario del GRT, cada propietario de una instalación de demanda conectada a la red de transporte proporcionará al GRT los siguientes datos en tiempo real:
- a) potencia activa y reactiva en el punto de conexión, y
 - b) rango de potencia máxima y mínima por reducir.
4. Cada propietario de una instalación de demanda conectada a la red de transporte describirá a su GRT su comportamiento en los rangos de tensión a que se refiere el artículo 27.

Artículo 53

Intercambio de datos entre GRT e instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución o terceras partes que participen en la respuesta de la demanda

1. Salvo disposición en contrario del GRT, cada USR que sea una instalación de demanda conectada a la red de distribución y participe en la respuesta de la demanda de forma distinta que a través de una tercera parte proporcionará los siguientes datos programados y en tiempo real al GRT y al GRD:
- a) potencia activa estructural mínima y máxima disponible para una respuesta de la demanda y duración máxima y mínima de cualquier posible uso de esta potencia para una respuesta de la demanda;
 - b) previsión de la potencia activa no restringida disponible para una respuesta de la demanda y cualquier respuesta planificada de la demanda;
 - c) potencia activa y reactiva en tiempo real en el punto de conexión, y
 - d) confirmación de que se aplican las estimaciones de los valores efectivos de la respuesta de la demanda.
2. Salvo disposición en contrario del GRT, cada USR que sea una tercera parte que participe en una respuesta de la demanda según la definición del artículo 27 del Reglamento (UE) 2016/1388 proporcionará próxima a tiempo real al GRT y al GRD, respecto a los horizontes diario e intradiario y en nombre de todos sus emplazamientos de demanda conectados a la red de distribución, los siguientes datos:
- a) potencia activa estructural mínima y máxima disponible para una respuesta de la demanda y duración máxima y mínima de toda activación potencial de una respuesta de la demanda en una zona geográfica específica definida por el GRT y el GRD;
 - b) previsión de la potencia activa no restringida disponible para una respuesta de la demanda y cualquier nivel de respuesta planificada de la demanda en una zona geográfica específica definida por el GRT y el GRD;
 - c) potencia activa y reactiva en tiempo real, y
 - d) confirmación de que se aplican las estimaciones de los valores efectivos de respuesta de la demanda.

TÍTULO 3

CONFORMIDAD

CAPÍTULO 1

Funciones y responsabilidades

Artículo 54

Responsabilidad de los USR

1. Cada USR notificará al GRT o al GRD con el que tenga un punto de conexión toda modificación planificada de sus capacidades técnicas que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos del presente Reglamento, antes de su ejecución.
2. Cada USR notificará al GRT o al GRD con el que tenga un punto de conexión toda perturbación operativa en su instalación que pueda afectar al cumplimiento por su parte de los requisitos del presente Reglamento, lo antes posible tras producirse.
3. Cada USR notificará al GRT o al GRD con el que tenga un punto de conexión los calendarios y procedimientos de prueba planificados aplicables para verificar la conformidad de su instalación con los requisitos del presente Reglamento, a su debido tiempo y antes de su inicio. El GRT o el GRD aprobará previa y oportunamente los calendarios y procedimientos de prueba planificados, y la aprobación no se denegará injustificadamente. Si el USR tiene un punto de conexión con el GRD y, conforme al apartado 2, solo interactúa con el GRD, el GRT podrá solicitar al GRD los resultados de cualquier prueba de conformidad que sean relevantes para la seguridad de la operación de su red de transporte.
4. A solicitud del GRT o del GRD, con arreglo al artículo 41, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631 y al artículo 35, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/1388, el USR llevará a cabo simulaciones y pruebas de conformidad con dichos Reglamentos, en cualquier momento durante el ciclo de vida de su instalación y, en particular, después de una falta, una modificación o una sustitución de los equipos que pueda afectar a la conformidad de la instalación con los requisitos del presente Reglamento en lo que respecta a su capacidad para alcanzar los valores declarados, los requisitos temporales aplicables a dichos valores y la disponibilidad o la prestación contractual de servicios auxiliares. Las terceras partes que proporcionen respuesta de la demanda directamente al GRT, los proveedores de redespacho de módulos de generación de electricidad o instalaciones de demanda mediante agregación y otros proveedores de reservas de potencia activa velarán por que las instalaciones de su cartera se ajusten a los requisitos del presente Reglamento.

Artículo 55

Tareas de los GRT con respecto a la gestión de la red

Cada GRT será responsable de la seguridad de la operación de su zona de control y, en particular:

- a) desarrollará y aplicará las herramientas de gestión de redes que sean relevantes para su zona de control y se refieran a la operación en tiempo real y la programación de la operación;
- b) desarrollará y aplicará herramientas y soluciones para la prevención y resolución de perturbaciones;
- c) utilizará, mediante contratación de ser necesario, servicios prestados por terceras partes, tales como redespacho o intercambio compensatorio, servicios de gestión de congestiones, reservas de generación y otros servicios auxiliares;
- d) se ajustará a la escala de clasificación de incidentes adoptada por la REGRT de Electricidad de conformidad con el artículo 8, apartado 3, letra a), del Reglamento (CE) n.º 714/2009, y transmitirá a la REGRT de Electricidad la información exigida para desempeñar las tareas de elaboración de dicha escala, y
- e) supervisará anualmente la idoneidad de las herramientas de gestión de redes establecidas de conformidad con las letras a) y b) que sean necesarias para mantener la seguridad de la operación; el GRT determinará las mejoras adecuadas respecto a dichas herramientas de gestión de la red, teniendo en cuenta los informes anuales elaborados por la REGRT de Electricidad sobre la base de la escala de clasificación de incidentes de conformidad con el artículo 15; a continuación, el GRT aplicará las mejoras determinadas.

CAPÍTULO 2

Pruebas operativas

Artículo 56

Finalidad y responsabilidades

1. Cada GRT y cada GRD o USR conectado a la red de transporte podrán realizar pruebas operativas de los elementos de su red de transporte o de sus instalaciones, respectivamente, en condiciones operativas simuladas y durante un período de tiempo limitado. En ese caso, lo notificarán previamente, antes de iniciar las pruebas, y minimizarán el efecto sobre la operación de la red en tiempo real. Las pruebas operativas tendrán por objetivo:

- a) demostrar la conformidad de elementos nuevos de la red de transporte, cuando entren por primera vez en servicio, con las disposiciones operativas, organizativas y técnicas relevantes del presente Reglamento;
- b) demostrar la conformidad de instalaciones nuevas del USR o del GRD, cuando entren por primera vez en servicio, con las disposiciones operativas, organizativas y técnicas relevantes del presente Reglamento;
- c) demostrar la conformidad de cualquier cambio en un elemento de la red de transporte o en una instalación del USR o del GRD, que sea pertinente para el funcionamiento de la red, con las disposiciones operativas, organizativas y técnicas relevantes del presente Reglamento;
- d) evaluar los posibles efectos negativos de un fallo, un cortocircuito u otro incidente no planificado e imprevisto en el marco de la gestión de la red, en el elemento de la red de transporte o en la instalación del USR o del GRD.

2. Los GRT, los GRD o los USR utilizarán los resultados de las pruebas operativas a que se refiere el apartado 1 para los siguientes fines:

- a) los GRT, para garantizar el correcto funcionamiento de los elementos de la red de transporte;
- b) los GRD y los USR, para garantizar el correcto funcionamiento de las redes de distribución y de las instalaciones de los USR;
- c) los GRT, los GRD o los USR, para mantener prácticas operativas existentes y desarrollar otras nuevas;
- d) los GRT, para garantizar la prestación de servicios auxiliares;
- e) los GRT, los GRD y los USR, para obtener información sobre el funcionamiento de los elementos de la red de transporte y las instalaciones de los USR y los GRD en cualesquiera condiciones y en consonancia con todas las disposiciones operativas relevantes del presente Reglamento, en términos de:
 - i) aplicación controlada de las variaciones de la frecuencia o la tensión destinadas a recopilar información sobre la red de transporte y el comportamiento de los elementos, y
 - ii) pruebas de las prácticas operativas en estado de emergencia y en estado de reposición.

3. Cada GRT velará por que las pruebas operativas no pongan en peligro la seguridad de la operación de su red de transporte. Las pruebas operativas podrán posponerse o interrumpirse debido a condiciones imprevistas de la red, o por razones de seguridad del personal, de la población, de la instalación o el aparato sometidos a prueba, o de los elementos de la red de transporte o las instalaciones del GRD o el USR.

4. En caso de deterioro del estado de la red de transporte en la que se realicen las pruebas operativas, el GRT de dicha red de transporte podrá interrumpir las pruebas operativas. Si la realización de una prueba afecta a otro GRT y el estado de su red también se deteriora, el GRT, el USR o el GRD que realice la prueba la interrumpirá en cuanto sea informado por el GRT de que se trate.

5. Cada GRT velará por que los resultados de las pruebas operativas relevantes realizadas, junto con todos los análisis asociados:

- a) se incorporen al proceso de formación y certificación del personal a cargo de la operación en tiempo real;

- b) se utilicen como aportaciones al proceso de investigación y desarrollo de la REGRT de Electricidad, y
- c) se utilicen para mejorar las prácticas operativas, incluidas las prácticas en estado de emergencia y de reposición.

Artículo 57

Realización de pruebas y análisis de funcionamiento

1. Cada GRT o GRD con el que el USR tenga un punto de conexión tendrá derecho a someter a prueba, en cualquier momento durante la vida útil de la instalación, la conformidad del USR con los requisitos del presente Reglamento, el consumo y generación del USR previstos, y la prestación contractual de servicios auxiliares por parte del USR. El GRT o el GRD notificarán el procedimiento de estas pruebas operativas al USR con la debida antelación a su inicio.
2. El GRT o el GRD con el que el USR tenga un punto de conexión publicará la lista de información y los documentos que deban presentarse, así como los requisitos que deba cumplir el USR a efectos de las pruebas operativas de conformidad. Dicha lista incluirá, como mínimo, la siguiente información:
 - a) todos los documentos y certificados de equipos que deba proporcionar el USR;
 - b) los pormenores de los datos técnicos de la instalación del USR con relevancia para el funcionamiento de la red;
 - c) los requisitos aplicables a los modelos de evaluación de la estabilidad dinámica, y
 - d) los estudios del USR que acrediten los resultados previstos de la evaluación de la estabilidad dinámica, si procede.
3. Cuando proceda, el GRT o el GRD publicarán las responsabilidades atribuidas al USR y al GRT o GRD en las pruebas operativas de conformidad.

TÍTULO 4

FORMACIÓN

Artículo 58

Programa de formación

1. En un plazo de dieciocho meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT elaborará y adoptará:
 - a) un programa de formación inicial para la certificación y un programa de formación continua de su personal a cargo de la operación en tiempo real de la red de transporte;
 - b) un programa de formación de su personal a cargo de la programación de la operación; cada GRT contribuirá a la elaboración y adopción de programas de formación del personal de los coordinadores regionales de la seguridad relevantes;
 - c) un programa de formación de su personal a cargo del balance.
2. Los programas de formación del GRT incluirán el conocimiento de los elementos de la red de transporte, la gestión de la red de transporte, el uso de sistemas y procesos del puesto de trabajo, las operaciones entre GRT, los mecanismos del mercado, el reconocimiento de situaciones excepcionales en la gestión de la red y la respuesta a las mismas, y las actividades y herramientas de programación de la operación.
3. En el marco de esta formación inicial, el personal del GRT a cargo de la operación en tiempo real de la red de transporte recibirá formación sobre aspectos relativos a la interoperabilidad de las redes de transporte, basada en experiencias operativas y en los comentarios recibidos respecto a las actividades de formación conjunta realizadas con GRT vecinos de conformidad con el artículo 63. Dicha formación sobre aspectos de interoperabilidad incluirá la preparación y activación de las medidas correctoras coordinadas necesarias en todos los estados de la red.
4. En sus programas de formación del personal a cargo de la operación en tiempo real de la red de transporte, los GRT incluirán la frecuencia de las sesiones de formación y los siguientes elementos:
 - a) descripción de los elementos de la red de transporte;

- b) funcionamiento de la red de transporte en todos los estados de la red, incluido el estado de reposición;
- c) uso de los sistemas y procesos del puesto de trabajo;
- d) coordinación entre GRT respecto a operaciones y mecanismos del mercado;
- e) reconocimiento de situaciones operativas excepcionales y respuesta a las mismas;
- f) ámbitos relevantes de la ingeniería eléctrica;
- g) aspectos relevantes del mercado interior de la electricidad de la Unión;
- h) aspectos relevantes de los códigos de red o directrices adoptados de conformidad con los artículos 6 y 18 del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
- i) protección y seguridad de las personas, los equipos nucleares y otros equipos en la gestión de la red de transporte;
- j) cooperación y coordinación entre GRT en la operación en tiempo real y en la programación de la operación en las principales salas de control, que se impartirá en inglés salvo indicación en contrario;
- k) formación conjunta con GRD y USR conectados a la red de transporte, si procede;
- l) aptitudes relativas a la conducta, con especial atención a la gestión del estrés, la actuación humana en situaciones críticas, la responsabilidad y la motivación, y
- m) prácticas y herramientas de programación de la operación, incluidas las utilizadas con los coordinadores regionales de la seguridad relevantes en la programación de la operación.

5. El programa de formación del personal a cargo de la programación de la operación incluirá, como mínimo, los aspectos contemplados en el apartado 4, letras c), f), g), h), j) y m).

6. El programa de formación del personal a cargo del balance incluirá, como mínimo, los aspectos contemplados en el apartado 4, letras c), g) y h).

7. Los GRT mantendrán registros de los programas de formación seguidos por su personal durante el período de duración de sus servicios. A instancias de la autoridad reguladora pertinente, los GRT comunicarán el alcance y los pormenores de sus programas de formación.

8. Los GRT revisarán sus programas de formación como mínimo una vez al año o tras la introducción de modificaciones significativas en la red. Actualizarán sus programas de formación para reflejar la evolución de las circunstancias operativas, las reglas del mercado, la configuración y las características de la red, con especial énfasis en las nuevas tecnologías, los cambios en los patrones de generación y demanda y la evolución del mercado.

Artículo 59

Condiciones de la formación

1. Los programas de formación de los GRT para el personal a cargo de la operación en tiempo real incluirán formación en el puesto de trabajo y fuera de él. La formación en el puesto de trabajo se impartirá bajo la supervisión de un empleado experimentado a cargo de la operación en tiempo real. La formación fuera del puesto de trabajo se impartirá en un entorno que reproduzca la sala de control e incluirá la modelización de la red en un nivel adecuado para las tareas objeto de la formación.

2. Cada GRT impartirá formación al personal a cargo de la operación en tiempo real basada en un modelo completo de base de datos de su red, que contenga los datos respectivos de otras redes situadas, como mínimo, en la zona de observabilidad, y con un nivel de detalle suficiente para reproducir aspectos operativos de las relaciones entre GRT. Los escenarios de formación se basarán en condiciones de la red reales y simuladas. Si procede, también se simularán las funciones de otros GRT y de GRD y USR conectados a la red de transporte, salvo que se puedan representar directamente en sesiones de formación conjunta.

3. Cada GRT coordinará la formación fuera del puesto de trabajo del personal a cargo de la operación en tiempo real con los GRD y USR conectados a la red de transporte en lo que respecta al impacto de sus instalaciones sobre la operación en tiempo real de la red de transporte, de modo exhaustivo y proporcionado, teniendo en cuenta la topología actualizada de la red y las características de los equipos secundarios. Cuando proceda, los GRT y los GRD y USR conectados a la red de transporte organizarán simulaciones o talleres de formación conjunta fuera del puesto de trabajo.

Artículo 60

Coordinadores de formación y formadores

1. Las responsabilidades del coordinador de formación incluirán el diseño, la supervisión y la actualización de los programas de formación, así como la determinación de:

- a) las cualificaciones y el proceso de selección del personal del GRT que vaya a formarse;
- b) la formación requerida para la certificación del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real;
- c) los procesos, incluida la documentación pertinente, para los programas de formación inicial y continua;
- d) el proceso de certificación del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real, y
- e) el proceso de ampliación de un período de formación y de certificación del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real.

2. Cada GRT determinará las aptitudes y el nivel de competencia de los formadores en el puesto de trabajo. Los formadores en el puesto de trabajo contarán con un nivel adecuado de experiencia operativa después de haber obtenido su certificación.

3. Cada GRT mantendrá un registro del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real que desempeñe funciones de formador en el puesto de trabajo y, al decidir sobre la prórroga de su certificación, revisará sus capacidades para impartir formación práctica.

Artículo 61

Certificación del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real

1. Podrán ser miembros del personal de un gestor de red a cargo de la operación en tiempo real las personas que hayan sido objeto de formación y certificación para las tareas de que se trate, dentro del plazo previsto en el programa de formación, por parte de un representante designado de su GRT. El personal de un gestor de red a cargo de la operación en tiempo real no trabajará sin supervisión en la sala de control hasta que no haya recibido la certificación.

2. En un plazo de dieciocho meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT definirá y aplicará un proceso de certificación del personal del gestor de la red a cargo de la operación en tiempo real, que precisará el nivel de competencia.

3. El personal del GRT a cargo de la operación en tiempo real recibirá la certificación tras aprobar una evaluación formal que constará de un examen oral y/o escrito y/o una evaluación práctica según criterios de aprobación predefinidos.

4. El GRT conservará una copia del certificado expedido y de los resultados de la evaluación formal. A instancias de la autoridad reguladora, facilitará una copia de los registros de las pruebas de certificación.

5. Cada GRT registrará el período de validez de la certificación expedida a los miembros del personal a cargo de la operación en tiempo real.

6. Cada GRT determinará el período máximo de validez de la certificación, la cual no superará los cinco años, pero podrá prorrogarse en función de los criterios determinados por cada GRT y podrá tener en cuenta la participación del personal a cargo de la operación en tiempo real, con experiencia práctica suficiente, en un programa de formación continua.

*Artículo 62***Lengua común para la comunicación entre el personal de los gestores de redes a cargo de la operación en tiempo real**

1. Salvo indicación en contrario, la lengua común de contacto entre el personal de un GRT y el de un GRT vecino será el inglés.
2. Cada GRT formará a su personal pertinente con el fin de que adquiera las aptitudes suficientes en las lenguas comunes de contacto acordadas con los GRT vecinos.

*Artículo 63***Cooperación entre GRT en materia de formación**

1. Cada GRT organizará sesiones de formación periódicas con sus GRT vecinos para ampliar los conocimientos sobre las características de redes de transporte vecinas, así como para mejorar la comunicación y la coordinación entre el personal de GRT vecinos a cargo de la operación en tiempo real. La formación común a varios GRT abordará la adquisición de conocimientos detallados sobre las medidas coordinadas requeridas en cada estado de la red.
2. Cada GRT determinará, en colaboración, como mínimo, con sus GRT vecinos, la necesidad y la frecuencia de las sesiones de formación conjunta, incluidos el contenido y alcance mínimos de dichas sesiones, y teniendo en cuenta el nivel de influencia mutua y la cooperación operativa necesaria. Esta formación común a varios GRT podrá incluir, aunque no exclusivamente, talleres de formación conjunta y sesiones de formación conjunta con simulador.
3. Como mínimo una vez al año, cada GRT participará con otros GRT en sesiones de formación sobre la gestión de aspectos comunes de la operación en tiempo real. La frecuencia de estas sesiones se definirá teniendo en cuenta el nivel de influencia mutua de las redes de transporte y el tipo de interconexión (enlaces DC/AC).
4. Cada GRT intercambiará su experiencia en la operación en tiempo real, incluidas visitas e intercambio de experiencias entre el personal de los gestores de redes a cargo de la operación en tiempo real, con sus GRT vecinos, con cualquier GRT con el que mantenga o haya mantenido una interacción operativa y con los coordinadores regionales de la seguridad relevantes.

PARTE III

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

TÍTULO 1

DATOS PARA EL ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN*Artículo 64***Disposiciones generales relativas a los modelos de red individuales y comunes**

1. A efectos del análisis de la seguridad de la operación de conformidad con el título 2 de la presente parte, cada GRT preparará modelos de red individuales, de conformidad con las metodologías establecidas en aplicación del artículo 17 del Reglamento (UE) 2015/1222 y del artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/1719, aplicando el formato de datos establecido de conformidad con el artículo 114, apartado 2, para cada uno de los horizontes temporales que figuran a continuación:
 - a) horizonte anual, de conformidad con los artículos 66, 67 y 68;
 - b) cuando proceda, horizonte semanal, de conformidad con el artículo 69;
 - c) horizonte diario, de conformidad con el artículo 70, y
 - d) horizonte intradiario, de conformidad con el artículo 70.
2. Los modelos de red individuales incluirán la información estructural y los datos contemplados en el artículo 41.

3. Cada GRT elaborará los modelos de red individuales, y cada coordinador regional de la seguridad contribuirá a la elaboración de los modelos de red comunes, aplicando el formato de datos establecido en el artículo 114, apartado 2.

Artículo 65

Escenarios del horizonte anual

1. Todos los GRT desarrollarán conjuntamente una lista común de escenarios del horizonte anual respecto a los cuales evaluarán la gestión del sistema de transporte interconectado en el año siguiente. Dichos escenarios permitirán determinar y valorar la influencia del sistema de transporte interconectado sobre la seguridad de la operación. Los escenarios comprenderán las siguientes variables:

- a) demanda de electricidad;
- b) condiciones relativas a la contribución de las fuentes de energía renovables;
- c) posiciones de importación/exportación determinadas, incluidos valores de referencia acordados que permitan fusionar los modelos;
- d) patrón de generación, para una disponibilidad total del parque eléctrico;
- e) desarrollo de la red en el horizonte anual.

2. Al elaborar la lista común de escenarios, los GRT tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) patrones típicos del intercambio transfronterizo según distintos niveles de consumo y uso de fuentes de energía renovables y de generación convencional;
- b) probabilidad de que se produzcan los escenarios;
- c) posibles desviaciones respecto a los límites de seguridad de la operación en cada escenario;
- d) cantidad de potencia generada y consumida por las instalaciones de generación de electricidad y las instalaciones de demanda conectadas a redes de distribución.

3. Si los GRT no logran establecer la lista común de escenarios a que se refiere el apartado 1, utilizarán los siguientes escenarios predefinidos:

- a) punta de invierno, tercer miércoles de enero del año en curso, 10:30 CET;
- b) valle de invierno, segundo domingo de enero del año en curso, 03:30 CET;
- c) punta de primavera, tercer miércoles de abril del año en curso, 10:30 CET;
- d) valle de primavera, segundo domingo de abril del año en curso, 03:30 CET;
- e) punta de verano, tercer miércoles de julio del año anterior, 10:30 CET;
- f) valle de verano, segundo domingo de julio del año anterior, 3:30 CET;
- g) punta de otoño, tercer miércoles de octubre del año anterior, 10:30 CET;
- h) valle de otoño, segundo domingo de octubre del año anterior, 3:30 CET.

4. El 15 de julio de cada año, la REGRT de Electricidad publicará la lista común de escenarios establecida para el año siguiente, incluida la descripción de los citados escenarios y el período de su utilización.

Artículo 66

Modelos de red individuales del horizonte anual

1. Cada GRT determinará un modelo de red individual del horizonte anual respecto a cada uno de los escenarios definidos de conformidad con el artículo 65, utilizando su mejor estimación de las variables que figuran en el artículo 65, apartado 1. Publicará sus modelos de red individuales del horizonte anual en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 114, apartado 1.

2. Al definir el modelo de red individual del horizonte anual, cada GRT:
 - a) acordará con los GRT vecinos el flujo de potencia estimado en los sistemas HVDC de enlace de sus zonas de control;
 - b) equilibrará respecto a cada escenario la suma de:
 - i) los intercambios netos en las líneas de AC,
 - ii) los flujos de potencia estimados en los sistemas HVDC,
 - iii) la carga, incluida la estimación de las pérdidas, y
 - iv) la generación.
3. Cada GRT incluirá en sus modelos de red individuales del horizonte anual la producción agregada de potencia de las instalaciones de generación de electricidad conectadas a redes de distribución. La producción agregada de potencia:
 - a) será coherente con los datos estructurales proporcionados en cumplimiento de los requisitos de los artículos 41, 43, 45 y 48;
 - b) será coherente con los escenarios elaborados de conformidad con el artículo 65, y
 - c) distinguirá el tipo de fuente de energía primaria.

Artículo 67

Modelos de red comunes del horizonte anual

1. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT desarrollarán conjuntamente una propuesta de metodología para elaborar los modelos de red comunes del horizonte anual a partir de los modelos de red individuales establecidos de conformidad con el artículo 66, apartado 1, y para conservarlos. La metodología tendrá en cuenta, y complementará cuando sea necesario, las condiciones operativas de la metodología del modelo de red común desarrollada de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (UE) 2015/1222 y con el artículo 18 del Reglamento (UE) 2016/1719, por lo que respecta a los siguientes elementos:
 - a) los plazos para recopilar los modelos de red individuales del horizonte anual, para fusionarlos en un modelo de red común y para conservar los modelos de red individuales y comunes;
 - b) el control de calidad de los modelos de red individuales y comunes que debe aplicarse para garantizar su integridad y coherencia, y
 - c) la corrección y mejora de los modelos de red individuales y comunes, aplicando como mínimo los controles de calidad a que se refiere la letra b).
2. Cada GRT tendrá derecho a solicitar a otros GRT información sobre las modificaciones de la topología de la red o de las modalidades operativas, tales como los valores de consigna de protección o sistemas de protección de la red, los esquemas unifilares y la configuración de subestaciones, o sobre modelos de red adicionales que resulten pertinentes para una representación precisa de la red de transporte a efectos del análisis de la seguridad de la operación.

Artículo 68

Actualizaciones de modelos de red individuales y comunes del horizonte anual

1. Si un GRT modifica o percibe una modificación de sus mejores estimaciones de las variables utilizadas para determinar su modelo de red individual del horizonte anual establecido de conformidad con el artículo 66, apartado 1, que sea significativa para la seguridad de la operación, actualizará su modelo de red individual del horizonte anual y lo publicará en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
2. Siempre que se actualice un modelo de red individual, se actualizará en consecuencia el modelo de red común del horizonte anual aplicando la metodología determinada de conformidad con el artículo 67, apartado 1.

*Artículo 69***Modelos de red individuales y comunes del horizonte semanal**

1. Cuando dos o más GRT lo consideren necesario, determinarán los escenarios más representativos para coordinar el análisis de la seguridad de la operación de su red de transporte en el horizonte semanal y desarrollarán una metodología para fusionar los modelos de red individuales análoga a la metodología de elaboración del modelo de red común del horizonte anual a partir de los modelos de red individuales del horizonte anual de conformidad con el artículo 67, apartado 1.
2. Cada GRT a que se refiere el apartado 1 establecerá o actualizará sus modelos de red individuales del horizonte semanal en función de los escenarios determinados de conformidad con el apartado 1.
3. Los GRT a que se refiere el apartado 1 o las terceras partes en las que se haya delegado la tarea a que se refiere el apartado 1 crearán los modelos de red comunes del horizonte semanal con arreglo a la metodología desarrollada de conformidad con el apartado 1 y utilizando los modelos de red individuales establecidos de conformidad con el apartado 2.

*Artículo 70***Metodología para crear modelos de red comunes de los horizontes diario e intradiario**

1. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT desarrollarán conjuntamente una propuesta de metodología para crear modelos de red comunes de los horizontes diario e intradiario a partir de los modelos de red individuales y para conservarlos. Dicha metodología tendrá en cuenta, y complementará cuando sea necesario, las condiciones operativas de la metodología del modelo de red común desarrollada de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (UE) 2015/1222 por lo que respecta a los siguientes elementos:
 - a) la definición de períodos de programación;
 - b) los plazos para recopilar los modelos de red individuales, para fusionarlos en un modelo de red común y para conservar los modelos de red individuales y comunes; los plazos serán compatibles con los procesos regionales establecidos para preparar y activar medidas correctoras;
 - c) el control de calidad de los modelos de red individuales y del modelo de red común que debe aplicarse para garantizar su integridad y coherencia;
 - d) la corrección y mejora de los modelos de red individuales y comunes, aplicando como mínimo los controles de calidad a que se refiere la letra c), y
 - e) la gestión de información adicional relacionada con las modalidades operativas, tales como los valores de consigna de protección o sistemas de protección de la red, los esquemas unifilares y la configuración de subestaciones para gestionar la seguridad de la operación.
2. Cada GRT creará modelos de red individuales de los horizontes diario e intradiario, de conformidad con el apartado 1, y los publicará en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
3. Al crear los modelos de red individuales de los horizontes diario o intradiario a que se refiere el apartado 2, el GRT incluirá:
 - a) las previsiones actualizadas de carga y generación;
 - b) los resultados disponibles de los procesos de los mercados diario e intradiario;
 - c) los resultados disponibles de las tareas de programación descritas en la parte III, título 6;
 - d) respecto a las instalaciones de generación de electricidad conectadas a redes de distribución, la salida agregada de potencia activa, diferenciada en función del tipo de fuente de energía primaria, en consonancia con los datos proporcionados de conformidad con los artículos 40, 43, 44, 48, 49 y 50;
 - e) la topología actualizada de la red de transporte.

4. Todas las medidas correctoras ya decididas se incluirán en los modelos de red individuales de los horizontes diario e intradiario y podrán distinguirse claramente de las inyecciones y extracciones establecidas de conformidad con el artículo 40, apartado 4, y de la topología de la red en caso de no aplicarse medidas correctoras.
5. Cada GRT evaluará la precisión de las variables mencionadas en el apartado 3 comparándolas con sus valores efectivos, teniendo en cuenta los principios determinados de conformidad con el artículo 75, apartado 1, letra c).
6. Si, tras la evaluación a que se refiere el apartado 5, un GRT considera que la precisión de las variables es insuficiente para evaluar la seguridad de la operación, determinará las causas de la imprecisión. Si las causas dependen de los procesos del GRT para determinar los modelos de red individuales, el GRT revisará dichos procesos a fin de obtener resultados más precisos. Si las causas dependen de variables proporcionadas por otras partes, el GRT, junto con esas otras partes, hará todo lo posible por garantizar la precisión de las variables de que se trate.

Artículo 71

Control de calidad de los modelos de red

Al definir los controles de calidad de conformidad con el artículo 67, apartado 1, letra b), y con el artículo 70, apartado 1, letra c), los GRT establecerán conjuntamente controles destinados, como mínimo, a comprobar:

- a) la coherencia de los estados de conexión de los interconectores;
- b) en el caso de los elementos de la red de transporte que tengan influencia sobre las otras zonas de control, el mantenimiento de los valores de tensión dentro de los valores operativos habituales;
- c) la coherencia de las sobrecargas transitorias admisibles de los interconectores, y
- d) la compatibilidad de las inyecciones o extracciones de potencia activa y de potencia reactiva con los valores operativos habituales.

TÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN

Artículo 72

Análisis de la seguridad de la operación en la programación de la operación

1. Cada GRT realizará análisis coordinados de la seguridad de la operación como mínimo para los siguientes horizontes temporales:
 - a) anual;
 - b) semanal, si procede, de conformidad con el artículo 69;
 - c) diario, e
 - d) intradiario.
2. Al realizar un análisis coordinado de la seguridad de la operación, el GRT aplicará la metodología adoptada de conformidad con el artículo 75.
3. Para realizar el análisis de la seguridad de la operación, el GRT simulará, en la situación N, cada contingencia de su lista de contingencias establecida de conformidad con el artículo 33 y verificará que, en la situación (N-1), no se superan en su zona de control los límites de la seguridad de la operación definidos con arreglo al artículo 25.
4. El GRT realizará sus análisis de la seguridad de la operación utilizando como mínimo los modelos de red comunes establecidos de conformidad con los artículos 67, 68, 70 y, si procede, con el artículo 69, y al realizarlos tendrá en cuenta las indisponibilidades planificadas.
5. Cada GRT compartirá los resultados de sus análisis de la seguridad de la operación como mínimo con los GRT cuyos elementos estén incluidos en la zona de observabilidad del GRT y se vean afectados según el análisis de la seguridad de la operación, a fin de permitir a dichos GRT comprobar el respeto de los límites de seguridad de la operación en sus zonas de control.

*Artículo 73***Análisis de la seguridad de la operación desde el horizonte anual hasta el horizonte semanal, inclusive**

1. Cada GRT realizará análisis de la seguridad de la operación del horizonte anual y, si procede, del horizonte semanal al objeto de detectar como mínimo las siguientes restricciones:
 - a) los flujos de potencia y las tensiones que superen los límites de seguridad de la operación;
 - b) las vulneraciones de los límites de estabilidad de la red de transporte definidos de conformidad con el artículo 38, apartados 2 y 6, y
 - c) las vulneraciones de los umbrales de cortocircuito de la red de transporte.
2. Si un GRT detecta una posible restricción, diseñará medidas correctoras de conformidad con los artículos 20 a 23. Si no se dispone de medidas correctoras sin coste y la restricción está ligada a la indisponibilidad planificada de algunos activos relevantes, la restricción constituirá una incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades y el GRT iniciará la coordinación de indisponibilidades de conformidad con el artículo 95 o con el artículo 100, dependiendo del momento del año en que se inicie esa acción.

*Artículo 74***Análisis de la seguridad de la operación de los horizontes diario, intradiario y casi en tiempo real**

1. Cada GRT realizará análisis de la seguridad de la operación de los horizontes diario, intradiario y casi en tiempo real para detectar posibles restricciones y preparar y activar medidas correctoras con otros GRT implicados y, si procede, con los GRD o los USR afectados.
2. Cada GRT supervisará las previsiones de carga y generación. Si dichas previsiones indican la existencia de un desvío significativo en la carga o la generación, el GRT actualizará su análisis de la seguridad de la operación.
3. Al realizar un análisis de la seguridad de la operación casi en tiempo real en su zona de observabilidad, el GRT utilizará la estimación del estado.

*Artículo 75***Metodología para coordinar los análisis de la seguridad de la operación**

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT desarrollarán conjuntamente una propuesta de metodología para coordinar los análisis de la seguridad de la operación. Dicha metodología tendrá por objetivo normalizar los análisis de la seguridad de la operación, como mínimo por zona síncrona, e incluirán al menos:
 - a) los métodos para evaluar la influencia de los elementos de la red de transporte y los USR situados fuera de la zona de control del GRT al objeto de determinar los elementos incluidos en la zona de observabilidad del GRT y los umbrales de influencia de contingencias por encima de los cuales las contingencias asociadas a dichos elementos constituyen contingencias externas;
 - b) los principios de la evaluación de riesgos comunes, que comprenderá, como mínimo, las contingencias a que se refiere el artículo 33:
 - i) la probabilidad asociada,
 - ii) las sobrecargas transitorias admisibles, y
 - iii) el impacto de las contingencias;
 - c) los principios de evaluación y tratamiento de las incertidumbres de generación y carga, teniendo en cuenta un margen de seguridad acorde con el artículo 22 del Reglamento (UE) 2015/1222;
 - d) los requisitos relativos a la coordinación y el intercambio de información entre coordinadores regionales de la seguridad con respecto a tareas enumeradas en el artículo 77, apartado 3;

- e) la función de la REGRT de Electricidad en la administración de las herramientas comunes, la mejora de las normas de calidad de los datos y la supervisión de la metodología de coordinación de los análisis de la seguridad de la operación y de las disposiciones comunes sobre coordinación regional de la seguridad de la operación en cada región de cálculo de la capacidad.
2. Los métodos a que se refiere el apartado 1, letra a), permitirán determinar todos los elementos de la zona de observabilidad de un GRT, ya sean elementos de red de otros GRT o GRD, módulos de generación de electricidad o instalaciones de demanda conectados a la red de transporte. Dichos métodos tendrán en cuenta las características de los elementos de la red de transporte y de los USR que figuran a continuación:
- a) el estado de conectividad o los valores eléctricos (por ejemplo, tensión, flujos de potencia, ángulo del rotor) que afectan significativamente a la precisión de los resultados de la estimación del estado de la zona de control del GRT, por encima de umbrales comunes;
- b) el estado de conectividad o los valores eléctricos (por ejemplo, tensión, flujos de potencia, ángulo del rotor) que afectan significativamente a la precisión de los resultados del análisis de la seguridad de la operación del GRT, por encima de umbrales comunes, y
- c) el requisito de garantizar una representación adecuada de los elementos conectados en la zona de observabilidad del GRT.
3. Los valores a que se refiere el apartado 2, letras a) y b), se determinarán mediante situaciones representativas de las diversas condiciones previstas, caracterizadas por variables como el nivel y el patrón de generación, los niveles de intercambio de electricidad a través de las fronteras y las indisponibilidades de activos.
4. Los métodos a que se refiere el apartado 1, letra a), permitirán determinar todos los elementos de la lista de contingencias externas del GRT que reúnan las siguientes características:
- a) el factor de influencia de cada elemento sobre los valores eléctricos (por ejemplo, tensión, flujos de potencia y ángulo del rotor) en la zona de control del GRT será superior a los umbrales de influencia de las contingencias comunes, lo que significa que la indisponibilidad de dicho elemento podría afectar considerablemente a los resultados del análisis de contingencias del GRT;
- b) la elección de los umbrales de influencia de las contingencias minimizará el riesgo de que se produzca una contingencia detectada en la zona de control de otro GRT y no en la lista de contingencias externas del primer GRT que pueda generar comportamientos de su red considerados no aceptables para algún elemento de su lista de contingencias internas, tales como un estado de emergencia;
- c) la evaluación de dicho riesgo se basará en situaciones representativas de las diversas condiciones previstas, caracterizadas por variables como el nivel y el patrón de generación, los niveles de intercambio y las indisponibilidades de activos.
5. Los principios de la evaluación de riesgos comunes a que se refiere el apartado 1, letra b), establecerán criterios para evaluar la seguridad del sistema interconectado. Dichos criterios se establecerán tomando como referencia un nivel armonizado de riesgo máximo admisible en los análisis de la seguridad de los distintos GRT. Dichos principios harán referencia a:
- a) la coherencia en la definición de las contingencias excepcionales;
- b) la evaluación de la probabilidad y el impacto de las contingencias excepcionales, y
- c) la consideración de las contingencias excepcionales en la lista de contingencias de un GRT cuando su probabilidad supere un umbral común.
6. Los principios de evaluación de las incertidumbres a que se refiere el apartado 1, letra c), permitirán mantener el impacto de las incertidumbres respecto a la generación o la demanda por debajo de un nivel máximo admisible y armonizado en el análisis de la seguridad de la operación de cada GRT. Dichos principios establecerán:
- a) las condiciones armonizadas en las que un GRT actualizará su análisis de la seguridad de la operación; dichas condiciones tendrán en cuenta aspectos relevantes como el horizonte temporal de las previsiones de generación y demanda, el nivel de variación de los valores previstos dentro de la zona de control del GRT o dentro de la zona de control de otros GRT, la ubicación de la generación y la demanda y los resultados previos de su análisis de la seguridad de la operación, y
- b) la frecuencia mínima de las actualizaciones de las previsiones de generación y demanda, en función de su variabilidad y de la capacidad instalada de generación no despachable.

*Artículo 76***Propuesta de coordinación regional de la seguridad de la operación**

1. En un plazo de tres meses a partir de la aprobación de la metodología de coordinación de los análisis de la seguridad de la operación a que se refiere el artículo 75, apartado 1, todos los GRT de cada región de cálculo de la capacidad desarrollarán conjuntamente una propuesta de disposiciones comunes para la coordinación regional de la seguridad de la operación, con miras a su aplicación por los coordinadores regionales de la seguridad y por los GRT de la región de cálculo de la capacidad. La propuesta respetará las metodologías de coordinación de los análisis de la seguridad de la operación desarrolladas de conformidad con el artículo 75, apartado 1, y completará, de ser necesario, las metodologías desarrolladas de conformidad con los artículos 35 y 74 del Reglamento (UE) 2015/1222. La propuesta determinará:

- a) las condiciones y la frecuencia de la coordinación de los análisis de la seguridad de la operación en el horizonte intradiario y las actualizaciones del modelo de red común por el coordinador regional de la seguridad;
- b) la metodología para la preparación de medidas correctoras gestionadas de forma coordinada, considerando su relevancia transfronteriza, determinada de conformidad con el artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222, teniendo en cuenta los requisitos de los artículos 20 a 23 y determinando, como mínimo:
 - i) el procedimiento para el intercambio de información sobre las medidas correctoras disponibles, entre los GRT relevantes y el coordinador regional de la seguridad,
 - ii) la clasificación de las restricciones y las medidas correctoras de conformidad con el artículo 22,
 - iii) la definición de las medidas correctoras más eficientes y rentables en caso de que se produzcan vulneraciones de la seguridad de la operación con arreglo al artículo 22,
 - iv) la preparación y activación de medidas correctoras de conformidad con el artículo 23, apartado 2,
 - v) el reparto de los costes de las medidas correctoras a que se refiere el artículo 22, completando, cuando proceda, la metodología común desarrollada de conformidad con el artículo 74 del Reglamento (UE) 2015/1222; como principio general, los costes de las congestiones sin relevancia transfronteriza los sufrirá el GRT responsable de la zona de control de que se trate, y los costes de la mitigación de las congestiones con relevancia transfronteriza los cubrirán los GRT responsables de las zonas de control en proporción al impacto agravante del intercambio de energía entre zonas de control dadas sobre el elemento de red congestionado.

2. Al determinar si la congestión tiene relevancia transfronteriza, los GRT tendrán en cuenta la congestión que se produciría en ausencia de intercambio de energía entre zonas de control.

*Artículo 77***Organización de la coordinación regional de la seguridad de la operación**

1. La propuesta de disposiciones comunes para la coordinación regional de la seguridad de la operación por parte de todos los GRT de una región de cálculo de la capacidad, con arreglo al artículo 76, apartado 1, incluirá también disposiciones comunes sobre la organización de la coordinación regional de la seguridad de la operación relativas, en particular:

- a) la designación del coordinador o coordinadores regionales de la seguridad de la operación que desempeñarán las tareas a que se refiere el apartado 3 respecto a esa región de cálculo de la capacidad;
- b) normas sobre la gobernanza y el funcionamiento del coordinador o coordinadores regionales de la seguridad que garanticen un trato equitativo de todos los GRT miembros;
- c) cuando los GRT propongan la designación de más de un coordinador regional de la seguridad de conformidad con la letra a):
 - i) una propuesta para la distribución coherente de las tareas entre los coordinadores regionales de la seguridad que operarán en esa región de cálculo de la capacidad; la propuesta tomará plenamente en consideración la necesidad de coordinar las distintas tareas asignadas a los coordinadores regionales de la seguridad,

- ii) una evaluación que demuestre que la propuesta de establecimiento de coordinadores regionales de la seguridad y la asignación de tareas son eficientes, efectivas y coherentes con el cálculo de la capacidad coordinado a nivel regional establecido con arreglo a los artículos 20 y 21 del Reglamento (UE) 2015/1222,
 - iii) una coordinación y un proceso decisorio efectivos para resolver posiciones contrapuestas entre coordinadores regionales de la seguridad en la región de cálculo de la capacidad.
2. En la elaboración de la propuesta de disposiciones comunes sobre la organización de la coordinación regional de la seguridad de la operación a que se refiere el apartado 1, se cumplirán los siguientes requisitos:
- a) cada GRT estará sujeto, como mínimo, a un coordinador regional de la seguridad;
 - b) todos los GRT garantizarán que el número total de coordinadores regionales de la seguridad en la Unión no sea superior a seis.
3. Los GRT de cada región de cálculo de la capacidad propondrán la delegación de las siguientes tareas de conformidad con el apartado 1:
- a) la coordinación regional de la seguridad de la operación, de conformidad con el artículo 78, al objeto de ayudar a los GRT a cumplir sus obligaciones respecto a los horizontes anual, diario e intradiario conforme al artículo 34, apartado 3, y a los artículos 72 y 74;
 - b) la creación de modelos de red comunes de conformidad con el artículo 79;
 - c) la coordinación regional de indisponibilidades, de conformidad con el artículo 80, al objeto de ayudar a los GRT a cumplir sus obligaciones conforme a los artículos 98 y 100;
 - d) la evaluación de la idoneidad regional, de conformidad con el artículo 81, al objeto de ayudar a los GRT a cumplir sus obligaciones conforme al artículo 107.
4. En el desempeño de sus tareas, el coordinador regional tendrá en cuenta los datos que abarquen, como mínimo, todas las regiones de cálculo de la capacidad respecto a las cuales se le hayan asignado tareas, incluidas las zonas de observabilidad de todos los GRT de esas regiones de cálculo de la capacidad.
5. Todos los coordinadores regionales de la seguridad coordinarán el desempeño de sus tareas, a fin de facilitar la consecución de los objetivos del presente Reglamento. Todos los coordinadores regionales de la seguridad velarán por la armonización de procesos y, cuando la duplicación no se justifique por razones de eficiencia o por la necesidad de asegurar la continuidad del servicio, por la creación de herramientas conjuntas que garanticen una cooperación y una coordinación eficientes entre los coordinadores regionales de la seguridad.

Artículo 78

Coordinación regional de la seguridad de la operación

1. Cada GRT proporcionará al coordinador regional de la seguridad toda la información y los datos necesarios para llevar a cabo la evaluación de la seguridad de la operación coordinada a nivel regional, en particular los siguientes:
 - a) la lista de contingencias actualizada, establecida conforme a los criterios definidos en la metodología de coordinación del análisis de la seguridad de la operación adoptada de conformidad con el artículo 75, apartado 1;
 - b) la lista actualizada de posibles medidas correctoras, de las categorías enumeradas en el artículo 22 —y sus costes previstos, facilitados de conformidad con el artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222, en caso de que la medida correctora incluya el redespacho o el intercambio compensatorio—, destinadas a mitigar las restricciones detectadas en la región, y
 - c) los límites de seguridad de la operación establecidos de conformidad con el artículo 25.
2. Cada coordinador regional de la seguridad:
 - a) llevará a cabo la evaluación de la seguridad de la operación coordinada a nivel regional, de conformidad con el artículo 76, sobre la base de los modelos de red comunes establecidos de conformidad con el artículo 79, la lista de contingencias y los límites de seguridad de la operación proporcionados por cada GRT con arreglo al apartado 1.

Deberá transmitir los resultados de la evaluación de la seguridad de la operación coordinada a nivel regional, como mínimo, a todos los GRT de la región de cálculo de la capacidad; si detecta una restricción, recomendará a los GRT relevantes las medidas correctoras más efectivas y rentables, pudiendo igualmente recomendar medidas correctoras distintas de las proporcionadas por los GRT; esa recomendación de medidas correctoras se acompañará de explicaciones sobre su justificación;

- b) coordinará la preparación de las medidas correctoras con los GRT y entre estos, de conformidad con el artículo 76, apartado 1, letra b), de forma que estos puedan activar de forma coordinada las medidas correctoras en tiempo real.
3. Al realizar la evaluación de la seguridad de la operación coordinada a nivel regional y definir las medidas correctoras apropiadas, cada coordinador regional de la seguridad se coordinará con otros coordinadores regionales de la seguridad.
4. Cuando un GRT reciba del coordinador regional de la seguridad pertinente los resultados de la evaluación de la seguridad de la operación coordinada a nivel regional, acompañados de una propuesta de medida correctora, valorará la medida correctora recomendada para los elementos implicados en la misma que estén situados en su zona de control. En este contexto, aplicará las disposiciones del artículo 20. El GRT decidirá acerca de la aplicación de la medida correctora recomendada. Si decide no aplicarla, explicará su decisión al CRS. Si decide aplicarla, lo hará respecto a los elementos situados en su zona control, siempre y cuando la medida sea compatible con las condiciones en tiempo real.

Artículo 79

Creación de modelos de red comunes

1. Cada coordinador regional de la seguridad comprobará la calidad de los modelos de red individuales para contribuir a la elaboración del modelo de red común respecto a cada horizonte temporal mencionado de conformidad con las metodologías a que se refieren el artículo 67, apartado 1, y el artículo 70, apartado 1.
2. Cada GRT pondrá a disposición de su coordinador regional de la seguridad, a través del entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, el modelo de red individual necesario para la elaboración del modelo de red común respecto a cada horizonte temporal.
3. Si fuera necesario, el coordinador regional de la seguridad solicitará a los GRT correspondientes que corrijan sus modelos de red individuales a efectos de su conformidad con los controles de calidad y de su mejora.
4. Cada GRT corregirá sus modelos de red individuales, cuando proceda tras verificar la necesidad de tal corrección, sobre la base de las solicitudes del coordinador regional de la seguridad o de otro GRT.
5. De conformidad con las metodologías a que se refieren el artículo 67, apartado 1, y el artículo 70, apartado 1, y de conformidad con el artículo 28 del Reglamento (UE) 2015/1222, todos los GRT designarán a un coordinador regional de la seguridad para elaborar el modelo de red común respecto a cada horizonte temporal y almacenarlo en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.

Artículo 80

Coordinación regional de indisponibilidades

1. Las regiones de coordinación de indisponibilidades dentro de las cuales los GRT coordinarán las indisponibilidades equivaldrán, como mínimo, a las regiones de cálculo de la capacidad.
2. Los GRT de dos o más regiones de coordinación de indisponibilidades podrán acordar fusionarlas en una única región de coordinación de indisponibilidades. En tal caso, identificarán al coordinador regional de la seguridad que desempeñará las tareas a que se refiere el artículo 77, apartado 3.
3. Cada GRT proporcionará al coordinador regional de la seguridad la información necesaria para detectar y resolver las incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades a nivel regional, incluyendo, como mínimo:
 - a) los planes de disponibilidad de sus activos internos relevantes, almacenados en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad;

- b) los planes de disponibilidad más recientes de todos los activos no relevantes de su zona de control que:
- i) puedan afectar a los resultados del análisis de la incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades,
 - ii) estén incluidos en los modelos de red individuales utilizados para la evaluación de la incompatibilidad de indisponibilidades;
- c) los escenarios en los que las incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades deban ser investigadas y utilizadas para elaborar los correspondientes modelos de red comunes derivados de los modelos de red comunes establecidos para los distintos horizontes temporales de conformidad con los artículos 67 y 79.
4. Cada coordinador regional de la seguridad realizará análisis de la seguridad de la operación a nivel regional basados en la información proporcionada por los GRT relevantes para detectar cualquier incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades. Comunicará a todos los GRT de la región de coordinación de indisponibilidades una lista de las incompatibilidades detectadas en la planificación de indisponibilidades y las soluciones que propone para resolver dichas incompatibilidades.
5. En el cumplimiento de las obligaciones previstas en el apartado 4, el coordinador regional de la seguridad coordinará sus análisis con otros coordinadores regionales de la seguridad.
6. En el cumplimiento de las obligaciones previstas en el artículo 98, apartado 3, y en el artículo 100, apartado 4, letra b), todos los GRT tendrán en cuenta los resultados de la evaluación proporcionados por el coordinador regional de la seguridad de conformidad con los apartados 3 y 4.

Artículo 81

Evaluación de la cobertura regional

1. Cada coordinador regional de la seguridad realizará evaluaciones de la cobertura regional respecto, como mínimo, al horizonte semanal.
2. Cada GRT proporcionará al coordinador regional de la seguridad la información necesaria para realizar las evaluaciones de la cobertura regional contempladas en el apartado 1, en particular:
 - a) la carga total prevista y los recursos disponibles de respuesta de la demanda;
 - b) la disponibilidad de módulos de generación de electricidad, y
 - c) los límites de seguridad de la operación.
3. Cada coordinador regional de la seguridad realizará evaluaciones de la cobertura basándose en la información facilitada por los GRT relevantes con el objetivo de detectar situaciones en las que se prevea una falta de cobertura en cualquiera de las zonas de control o a nivel regional, teniendo en cuenta los posibles intercambios transfronterizos y los límites de seguridad de la operación. Transmitirá los resultados, junto con las medidas que proponga para reducir los riesgos, a los GRT de la región de cálculo de la capacidad. Dichas medidas incluirán propuestas de medidas correctoras que permitan incrementar los intercambios transfronterizos.
4. Al realizar una evaluación de la cobertura regional, cada coordinador regional de la seguridad se coordinará con otros coordinadores regionales de la seguridad.

TÍTULO 3

COORDINACIÓN DE INDISPONIBILIDADES

CAPÍTULO 1

Regiones de coordinación de indisponibilidades, activos relevantes

Artículo 82

Objetivo de la coordinación de indisponibilidades

Cada GRT, con el apoyo del coordinador regional de la seguridad en los casos especificados en el presente Reglamento, coordinará las indisponibilidades, de acuerdo con los principios del presente título, para supervisar la situación de disponibilidad de los activos relevantes y coordinar los planes de disponibilidad al objeto de garantizar la seguridad de la operación de la red de transporte.

*Artículo 83***Coordinación regional**

1. Todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades desarrollarán conjuntamente un procedimiento operativo de coordinación regional, destinado a determinar los aspectos operativos de la coordinación de indisponibilidades en esa región, que comprenda:
 - a) la frecuencia, el ámbito y el tipo de coordinación en los horizontes anual y semanal, como mínimo;
 - b) disposiciones relativas al uso de las evaluaciones realizadas por el coordinador regional de la seguridad de conformidad con el artículo 80;
 - c) las disposiciones prácticas para la validación de los planes de disponibilidad de los elementos de red relevantes en el horizonte anual, con arreglo al artículo 98.
2. Cada GRT participará en la coordinación de indisponibilidades de sus regiones de coordinación de indisponibilidades y aplicará los procedimientos operativos de la coordinación regional establecidos de conformidad con el apartado 1.
3. Si se producen incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades entre las distintas regiones de coordinación de indisponibilidades todos los GRT y coordinadores regionales de la seguridad de dichas regiones se coordinarán para resolverlas.
4. Cada GRT proporcionará a los otros GRT de la misma región de coordinación de indisponibilidades toda la información relevante que esté a su disposición sobre los proyectos de infraestructura relacionados con la red de transporte, las redes de distribución, las redes de distribución cerradas, los módulos de generación de electricidad o las instalaciones de demanda que puedan afectar al funcionamiento de la zona de control de otro GRT situado dentro de la región de coordinación de indisponibilidades.
5. Cada GRT proporcionará a los GRD conectados a la red de transporte situados en su zona de control toda la información pertinente que esté a su disposición sobre los proyectos de infraestructura relacionados con la red de transporte que puedan afectar al funcionamiento de la red de distribución de dichos GRD.
6. Cada GRT proporcionará a los gestores de redes de distribución cerradas (GRDC) conectados a la red de transporte situados en su zona de control toda la información pertinente que esté a su disposición sobre los proyectos de infraestructura relacionados con la red de transporte que puedan afectar al funcionamiento de la red de distribución cerrada de dichos GRDC.

*Artículo 84***Metodología para evaluar la relevancia de los activos para la coordinación de indisponibilidades**

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT desarrollarán conjuntamente una metodología, como mínimo por zona síncrona, para evaluar la relevancia de los módulos de generación de electricidad, las instalaciones de demanda y los elementos de red situados en una red de transporte o en una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, para la coordinación de indisponibilidades.
2. La metodología a que se refiere el apartado 1 se basará en los aspectos cualitativos y cuantitativos que determinen el impacto, en la zona de control de un GRT, de la situación de disponibilidad de los módulos de generación de electricidad, las instalaciones de demanda o los elementos de red situados en una red de transporte o en una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, y conectados directa o indirectamente a la zona de control de otro GRT, particularmente en los siguientes:
 - a) aspectos cuantitativos basados en la evaluación de variaciones de los valores eléctricos (por ejemplo, tensión, flujos de potencia, ángulo del rotor) en un elemento de red, como mínimo, de la zona de control de un GRT, debido a la modificación de la situación de disponibilidad de un activo potencial relevante situado en otra zona de control; dicha evaluación se basará en los modelos de red comunes del horizonte anual;
 - b) umbrales de sensibilidad de los valores eléctricos a que se refiere la letra a) en función de los cuales se deba evaluar la relevancia de un activo; esos umbrales se armonizarán, como mínimo, por zona síncrona;
 - c) capacidad de los módulos de generación de electricidad e instalaciones de demanda relevantes potenciales para ser considerados USR;

- d) aspectos cualitativos, entre los que figuran, aunque no exclusivamente, el tamaño de módulos de generación de electricidad, instalaciones de demanda o elementos de red potencialmente relevantes y su proximidad respecto a las fronteras de una zona de control;
 - e) relevancia sistemática de todos los elementos de red situados en una red de transporte o en una red de distribución que conecten distintas zonas de control, y
 - f) relevancia sistemática de todos los elementos críticos de la red.
3. La metodología desarrollada de conformidad con el apartado 1 será coherente con los métodos de evaluación de la influencia de los elementos de la red de transporte y los USR situados fuera de la zona de control de un GRT establecidos de conformidad con el artículo 75, apartado 1, letra a).

Artículo 85

Listas de módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes

1. En un plazo de tres meses a partir de la aprobación de la metodología de evaluación de la relevancia de los activos para la coordinación de indisponibilidades, con arreglo al artículo 84, apartado 1, todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades evaluarán conjuntamente la relevancia de los módulos de generación de electricidad e instalaciones de demanda para la coordinación de indisponibilidades, sobre la base de esa metodología, y establecerán, para cada una de estas regiones, una lista única de módulos de generación de electricidad relevantes y de instalaciones de demanda relevantes.
2. Todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades pondrán a disposición la lista de módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes de dicha región en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
3. Cada GRT notificará a su autoridad reguladora la lista de módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes de cada región de coordinación de indisponibilidades en la que participe.
4. Respecto a cada activo interno relevante que sea un módulo de generación de electricidad o una instalación de demanda, el GRT:
 - a) informará al propietario del módulo de generación de electricidad relevante o de la instalación de demanda relevante sobre su inclusión en la lista;
 - b) informará a los GRD sobre los módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes conectados a su red de distribución, e
 - c) informará a los GRDC sobre los módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes conectados a su red de distribución cerrada.

Artículo 86

Actualización de las listas de módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes

1. Antes del 1 de julio de cada año natural, todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades reevaluarán conjuntamente la relevancia de los módulos de generación de electricidad e instalaciones de demanda a efectos de la coordinación de indisponibilidades, sobre la base de la metodología desarrollada de conformidad con el artículo 84, apartado 1.
2. Cuando resulte necesario, todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades decidirán conjuntamente actualizar la lista de los módulos de generación de electricidad relevantes e instalaciones de demanda relevantes de dicha región de coordinación de indisponibilidades antes del 1 de agosto de cada año natural.
3. Todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades pondrán a disposición la lista actualizada de dicha región de coordinación de indisponibilidades en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
4. Cada GRT de una región de coordinación de indisponibilidades informará a las partes a que se refiere el artículo 85, apartado 4, sobre el contenido de la lista actualizada.

*Artículo 87***Listas de elementos de red relevantes**

1. En un plazo de tres meses a partir de la aprobación de la metodología de evaluación de la relevancia de los activos para la coordinación de indisponibilidades, con arreglo al artículo 84, apartado 1, todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades evaluarán conjuntamente, sobre la base de esa metodología, la relevancia de los elementos de red situados en una red de transporte o en una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, para la coordinación de indisponibilidades y establecerán una lista única de elementos de red relevantes para cada región de coordinación de indisponibilidades.
2. La lista de elementos de red relevantes de una región de coordinación de indisponibilidades contendrá todos los elementos de red de una red de transporte o de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, situadas en dicha región que hayan sido definidos como relevantes mediante la aplicación de la metodología desarrollada de conformidad con el artículo 84, apartado 1.
3. Todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades pondrán a disposición conjuntamente la lista de elementos de red relevantes en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
4. Cada GRT notificará a su autoridad reguladora la lista de elementos de red relevantes de cada región de coordinación de indisponibilidades en la que participe.
5. Respecto a cada activo interno relevante que sea un elemento de red, el GRT:
 - a) informará al propietario del elemento de red relevante de su inclusión en la lista;
 - b) informará a los GRD de los elementos de red relevantes que estén conectados a su red de distribución, e
 - c) informará a los GRDC de los elementos de red relevantes que estén conectados a su red de distribución cerrada.

*Artículo 88***Actualización de la lista de elementos de red relevantes**

1. Antes del 1 de julio de cada año natural, todos los GRT de cada región de coordinación de indisponibilidades reevaluarán conjuntamente, sobre la base de la metodología desarrollada de conformidad con el artículo 84, apartado 1, la relevancia de los elementos de red situados en una red de transporte o en una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, a efectos de la coordinación de indisponibilidades.
2. Cuando resulte necesario, todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades actualizarán conjuntamente, antes del 1 de agosto de cada año natural, la lista de los elementos de red relevantes de dicha región.
3. Todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades pondrán a disposición la lista actualizada en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
4. Cada GRT de una región de coordinación de indisponibilidades informará a las partes a que se refiere el artículo 85, apartado 4, sobre el contenido de la lista actualizada.

*Artículo 89***Designación de agentes de planificación de indisponibilidades**

1. Cada GRT ejercerá de agente de planificación de indisponibilidades respecto a cada elemento de red relevante que gestione.
2. En cuanto al resto de los activos relevantes, el propietario designará a un agente de planificación de indisponibilidades respecto al activo relevante de que se trate, o ejercerá de tal, e informará a su GRT sobre tal designación.

*Artículo 90***Tratamiento de los activos relevantes situados en redes de distribución o en redes de distribución cerradas**

1. Cada GRT coordinará con el GRD la planificación de indisponibilidades de los activos internos relevantes conectados a su red de distribución.
2. Cada GRT coordinará con el GRDC la planificación de indisponibilidades de los activos internos relevantes conectados a su red de distribución cerrada.

*CAPÍTULO 2***Elaboración y actualización de los planes de disponibilidad de activos relevantes***Artículo 91***Variaciones de los plazos para la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual**

Todos los GRT de una zona síncrona podrán acordar conjuntamente la adopción y aplicación de un calendario distinto del previsto en los artículos 94, 97 y 99 para la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual, siempre que ello no afecte a la coordinación de indisponibilidades en otras zonas síncronas.

*Artículo 92***Disposiciones generales sobre los planes de disponibilidad**

1. La situación de disponibilidad de un activo relevante será una de las siguientes:
 - a) «disponible», si el activo relevante es capaz de prestar servicio y está listo a tal fin, con independencia de que esté o no en funcionamiento;
 - b) «indisponible», si el activo relevante no es capaz de prestar servicio y no está listo a tal fin;
 - c) «en pruebas», si la capacidad del activo relevante para prestar servicio se está ensayando.
2. La situación «en pruebas» solo se aplicará en caso de impacto potencial sobre la red de transporte y durante los siguientes períodos:
 - a) entre la primera conexión y la entrada en servicio definitiva del activo relevante, y
 - b) directamente después del mantenimiento del activo relevante.
3. Los planes de disponibilidad comprenderán, como mínimo, la siguiente información:
 - a) la razón de la situación «no disponible» del activo relevante;
 - b) en caso de haber sido definidas, las condiciones que deben cumplirse antes de aplicar la situación «indisponible» del activo relevante en tiempo real;
 - c) el tiempo necesario para que el activo relevante vuelva a entrar en servicio, si así lo requiere el mantenimiento de la seguridad de la operación.
4. La situación de disponibilidad de cada activo relevante en el horizonte anual se presentará con resolución temporal diaria.
5. Cuando se presenten al GRT programas de generación y programas de consumo de conformidad con el artículo 111, la resolución temporal de las situaciones de disponibilidad será coherente con dichos programas.

*Artículo 93***Planes de disponibilidad indicativos a largo plazo**

1. A más tardar dos años antes del inicio de la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual, cada GRT evaluará los correspondientes planes de disponibilidad indicativos de los activos internos relevantes presentados por los agentes de planificación de indisponibilidades, de conformidad con los artículos 4, 7 y 15 del Reglamento (UE) n.º 543/2013, y formulará sus comentarios preliminares, incluida cualquier incompatibilidad detectada en la planificación de indisponibilidades, a todos los agentes de planificación de indisponibilidades afectados.
2. Cada GRT llevará a cabo la evaluación de los planes de disponibilidad indicativos de los activos internos relevantes a que se refiere el apartado 1 cada año hasta el inicio de la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual.

*Artículo 94***Presentación de propuestas para el plan de disponibilidad en el horizonte anual**

1. Antes del 1 de agosto de cada año natural, un agente de planificación de indisponibilidades distinto de un GRT que participe en una región de coordinación de indisponibilidades, un GRD o un GRDC presentará al o a los GRT que participen en la región de coordinación de indisponibilidades y, si procede, al o a los GRD o GRDC un plan de disponibilidad de cada uno de sus activos relevantes que comprenda el año natural siguiente.
2. El o los GRT a que se refiere el apartado 1 harán todo lo posible por examinar las solicitudes de modificación de los planes de disponibilidad que reciba. Cuando ello resulte imposible, examinarán las solicitudes de modificación del plan de disponibilidad una vez finalizada la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual.
3. El GRT o los GRT a que se refiere el apartado 1 examinarán las solicitudes de modificación del plan de disponibilidad antes de finalizada la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual:
 - a) respetando el orden por el que se hayan recibido las solicitudes de modificación, y
 - b) aplicando el procedimiento establecido de conformidad con el artículo 100.

*Artículo 95***Coordinación en el horizonte anual de la situación de disponibilidad de los activos relevantes respecto de los cuales el agente de planificación de indisponibilidades no sea un GRT participante en una región de coordinación de indisponibilidades, ni un GRD ni un GRDC**

1. Cada GRT evaluará, respecto al horizonte anual, si de los planes de disponibilidad recibidos en virtud del artículo 94 se derivan incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades.
2. Si un GRT detecta incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, pondrá en marcha el siguiente proceso:
 - a) informará a cada agente de planificación de indisponibilidades afectado de las condiciones que debe cumplir para reducir las incompatibilidades detectadas en la planificación de indisponibilidades;
 - b) podrá solicitar que uno o más agentes de planificación de indisponibilidades presenten un plan de disponibilidad alternativo que cumpla las condiciones a que se refiere la letra a), y
 - c) repetirá la evaluación contemplada en el apartado 1 para determinar si persisten las incompatibilidades detectadas en la planificación de indisponibilidades.
3. Tras la solicitud de un GRT de conformidad con el apartado 2, letra b), si el agente de planificación de indisponibilidades no presenta un plan de disponibilidad alternativo destinado a reducir las incompatibilidades detectadas en la planificación de indisponibilidades, el GRT elaborará un plan alternativo:
 - a) que tenga en cuenta el impacto comunicado por los agentes de planificación de indisponibilidades afectados y, si procede, por los GRD o GRDC;

- b) que limite los cambios en el plan de disponibilidad alternativo a lo estrictamente necesario para reducir las incompatibilidades detectadas en la planificación de indisponibilidades, y
- c) notificará el plan de disponibilidad alternativo a su autoridad reguladora, a los GRD y GRDC afectados, de haberlos, y a los agentes de planificación de indisponibilidades afectados, incluida su justificación, y el impacto comunicado por los agentes de planificación de indisponibilidades afectados y, si procede, por los GRD o GRDC.

Artículo 96

Coordinación en el horizonte anual de la situación de disponibilidad de los activos relevantes respecto de los cuales el agente de planificación de indisponibilidades sea un GRT participante en una región de coordinación de indisponibilidades, o un GRD o un GRDC

1. Cada GRT planificará, en coordinación con los GRT de la misma región de coordinación de indisponibilidades, la situación de disponibilidad de los elementos de red relevantes que interconecten distintas zonas de control respecto de las cuales ejerza de agente de planificación de indisponibilidades.
2. Cada GRT, cada GRD y cada GRDC planificarán, tomando como base los planes de disponibilidad elaborados de conformidad con el apartado 1, la situación de disponibilidad de los elementos de red relevantes respecto de los cuales desempeñen tareas de agente de planificación de indisponibilidades y que no interconecten distintas zonas de control.
3. Al determinar la situación de disponibilidad de los elementos de red relevantes de conformidad con los apartados 1 y 2, el GRT, el GRD y el GRDC:
 - a) minimizarán el impacto sobre el mercado, preservando la seguridad de la operación, y
 - b) utilizarán como base los planes de disponibilidad presentados y elaborados de conformidad con el artículo 94.
4. Si un GRT detecta una incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades, podrá proponer un cambio en los planes de disponibilidad de los activos internos relevantes respecto de los cuales el agente de planificación de indisponibilidades no sea ni un GRT participante en una región de coordinación de indisponibilidades, ni un GRD, ni un GRDC, y determinará una solución en coordinación con los agentes de planificación de indisponibilidades, GRD y GRDC afectados, utilizando los medios a su disposición.
5. Si, tras adoptarse las medidas contempladas en el apartado 4, la situación «indisponible» de un elemento de red relevante no ha sido planificada y la ausencia de tal planificación supondría una amenaza para la seguridad de la operación, el GRT:
 - a) adoptará las medidas oportunas para planificar la situación «indisponible», al tiempo que garantiza la seguridad de la operación, teniendo en cuenta el impacto comunicado al GRT por los agentes de planificación de indisponibilidades afectados;
 - b) comunicará las medidas a que se refiere la letra a) a todas las partes afectadas, y
 - c) notificará las medidas adoptadas a las autoridades reguladoras, a los GRD o GRDC afectados, de haberlos, y a los agentes de planificación de indisponibilidades afectados, incluida su justificación, y el impacto comunicado por los agentes de planificación de indisponibilidades afectados y, si procede, por los GRD o GRDC.
6. Antes de ejecutar la situación «indisponible» o «en pruebas» de un elemento de red relevante, cada GRT pondrá a disposición, en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, toda la información de que disponga sobre las condiciones relativas a la red que deban cumplirse y sobre las medidas correctoras que deban prepararse y activarse.

Artículo 97

Presentación de planes de disponibilidad preliminares en el horizonte anual

1. Antes de 1 de noviembre de cada año natural, cada GRT presentará a todos los demás GRT, a través del entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, los planes de disponibilidad preliminares de todos los activos internos relevantes en el horizonte anual para el año natural siguiente.
2. Antes del 1 de noviembre de cada año natural, respecto a cada activo relevante de una red de distribución, el GRT proporcionará al GRD el plan de disponibilidad preliminar en el horizonte anual.

3. Antes del 1 de noviembre de cada año natural, respecto a cada activo interno relevante de una red de distribución cerrada, el GRT proporcionará al GRDC el plan de disponibilidad preliminar en el horizonte anual.

Artículo 98

Validación de los planes de disponibilidad en el horizonte anual en regiones de coordinación de indisponibilidades

1. Cada GRT analizará si existen incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades cuando se conjugan todos los planes de disponibilidad preliminares en el horizonte anual.
2. En ausencia de incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, todos los GRT de una región de coordinación de indisponibilidades validarán conjuntamente los planes de disponibilidad de todos los activos relevantes de dicha región en el horizonte anual.
3. Si un GRT detecta una incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades, los GRT implicados de la región o regiones de coordinación de indisponibilidades de que se trate determinarán conjuntamente una solución, en coordinación con los agentes de planificación de indisponibilidades, GRD y GRDC afectados, utilizando los medios a su disposición y respetando en la medida de lo posible los planes de disponibilidad presentados por agentes de planificación de indisponibilidades que no sean ni GRT participantes en una región de coordinación de indisponibilidades, ni GRD ni GRDC, y elaborados de conformidad con los artículos 95 y 96. Cuando se determine una solución, todos los GRT de la región o regiones de coordinación de indisponibilidades de que se trate actualizarán y validarán los planes de disponibilidad de todos los activos relevantes en el horizonte anual.
4. De no encontrarse una solución para una incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades, cada GRT afectado, con sujeción a la aprobación de la autoridad reguladora competente cuando así lo establezca el Estado miembro, deberá:
 - a) forzar el paso de todas las situaciones «indisponible» y «en pruebas» a la situación «disponible» de los activos relevantes implicados en una incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades durante el período de que se trate, y
 - b) notificar a las autoridades reguladoras, a los GRD o GRDC afectados, de haberlos, y a los agentes de planificación de indisponibilidades afectados las medidas adoptadas, incluida su justificación, y el impacto comunicado por los agentes de planificación de indisponibilidades afectados y, si procede, por los GRD o GRDC.
5. Todos los GRT de las regiones de coordinación de indisponibilidades de que se trate actualizarán y validarán los planes de disponibilidad de todos los activos relevantes en el horizonte anual.

Artículo 99

Planes de disponibilidad definitivos en el horizonte anual

1. Antes del 1 de diciembre de cada año natural, cada GRT:
 - a) finalizará la coordinación de indisponibilidades de los activos internos relevantes en el horizonte anual, y
 - b) finalizará los planes de disponibilidad de los activos internos relevantes en el horizonte anual y los almacenará en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
2. Antes del 1 de diciembre de cada año natural, el GRT proporcionará a su agente de planificación de indisponibilidades el plan de disponibilidad definitivo de cada activo interno relevante en el horizonte anual.
3. Antes del 1 de diciembre de cada año natural, respecto a cada activo interno relevante situado en una red de distribución, el GRT proporcionará al GRD relevante el plan de disponibilidad definitivo en el horizonte anual.
4. Antes del 1 de diciembre de cada año natural, respecto a cada activo interno relevante situado en una red de distribución cerrada, el GRT proporcionará al GRDC relevante el plan de disponibilidad definitivo en el horizonte anual.

Artículo 100

Actualizaciones de los planes de disponibilidad definitivos en el horizonte anual

1. Un agente de planificación de indisponibilidades podrá iniciar, en el período comprendido entre la finalización de la coordinación de indisponibilidades en el horizonte anual y su ejecución en tiempo real, un procedimiento de modificación del plan de disponibilidad definitivo en el horizonte anual.

2. El agente de planificación de indisponibilidades que no sea un GRT participante en una región de coordinación de indisponibilidades podrá presentar a los GRT relevantes una solicitud de modificación del plan de disponibilidad definitivo de los activos relevantes bajo su responsabilidad en el horizonte anual.
3. En caso de solicitud de modificación de conformidad con el apartado 2, se seguirá el siguiente procedimiento:
 - a) el GRT receptor acusará recibo de la solicitud y determinará, en cuanto sea razonablemente posible, si la modificación da lugar a incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades;
 - b) de detectarse incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, los GRT implicados de la región de coordinación de indisponibilidades determinarán conjuntamente una solución en coordinación con los agentes de planificación de indisponibilidades de que se trate y, si procede, con los GRD y GRDC, utilizando los medios a su disposición;
 - c) de no detectarse incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades o de no persistir ninguna incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades, el GRT receptor validará la modificación solicitada y, en consecuencia, los GRT afectados notificarán a todas las partes afectadas y actualizarán, en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, el plan de disponibilidad definitivo en el horizonte anual, y
 - d) de no encontrarse una solución para las incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, el GRT receptor rechazará la solicitud de modificación.
4. Cuando un GRT participante en una región de coordinación de indisponibilidades pretenda modificar el plan de disponibilidad definitivo, en el horizonte anual, de un activo relevante respecto al que ejerza de agente de planificación de indisponibilidades, iniciará el siguiente procedimiento:
 - a) el GRT solicitante elaborará una propuesta de modificación del plan de disponibilidad en el horizonte anual, en la que evaluará si la modificación podría dar lugar a incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, y enviará su propuesta a todos los demás GRT de su región o regiones de coordinación de indisponibilidades;
 - b) de detectarse incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, los GRT implicados de la región de coordinación de indisponibilidades determinarán conjuntamente una solución en coordinación con los agentes de planificación de indisponibilidades de que se trate y, si procede, con los GRD y los GRDC, utilizando los medios a su disposición;
 - c) de no detectarse incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades o de encontrarse una solución a la incompatibilidad en la planificación de indisponibilidades, los GRT afectados validarán la modificación solicitada y, en consecuencia, la notificarán a todas las partes afectadas y actualizarán, en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, el plan de disponibilidad definitivo en el horizonte anual;
 - d) de no encontrarse solución a las incompatibilidades en la planificación de indisponibilidades, el GRT solicitante retirará el procedimiento de modificación.

CAPÍTULO 3

Ejecución de planes de disponibilidad

Artículo 101

Gestión de la situación «en pruebas» de los activos relevantes

1. El agente de planificación de indisponibilidades de un activo relevante cuya situación de disponibilidad haya sido declarada «en pruebas» proporcionará al GRT y, si el activo está conectado a una red de distribución, incluidas las redes de distribución creadas, al GRD o al GRDC, como mínimo un mes antes del inicio de la situación «en pruebas»:
 - a) un plan de pruebas detallado;
 - b) un programa indicativo de generación y consumo, si el activo relevante de que se trate es un módulo de generación de electricidad relevante o una instalación de demanda relevante, y
 - c) las modificaciones en la topología de la red de transporte o de la red de distribución, si el activo relevante de que se trate es un elemento de red relevante.
2. El agente de planificación de indisponibilidades actualizará la información a que se refiere el apartado 1 en cuanto esta haya sido objeto de cualquier modificación.

3. El GRT de un activo relevante cuya situación de disponibilidad haya sido declarada «en pruebas» proporcionará la información recibida de conformidad con el apartado 1 a los demás GRT de su región o regiones de coordinación de indisponibilidades que se lo soliciten.

4. Si el activo relevante a que se refiere el apartado 1 es un elemento de red relevante que interconecta dos o más zonas de control, los GRT de las zonas de control afectadas se pondrán de acuerdo acerca la información que deba facilitarse de conformidad con el apartado 1.

Artículo 102

Procedimiento de gestión de indisponibilidades forzadas

1. Cada GRT desarrollará un procedimiento para tratar los casos en los que una indisponibilidad forzada pondría en peligro su seguridad de la operación. El procedimiento permitirá al GRT garantizar que la situación «disponible» o «indisponible» de otros activos relevantes de su zona de control pueda pasar a «indisponible» o «disponible», respectivamente.

2. El GRT seguirá el procedimiento a que se refiere el apartado 1 únicamente cuando no llegue a un acuerdo con los agentes de planificación de indisponibilidades sobre las soluciones a las indisponibilidades forzadas. El GRT lo notificará a la autoridad reguladora.

3. En el marco del procedimiento, el GRT respetará, en la medida de lo posible, los límites técnicos de los activos relevantes.

4. El agente de planificación de indisponibilidades notificará la indisponibilidad forzada de uno o varios de sus activos relevantes, lo antes posible tras su inicio, al GRT y, si está conectado a una red de distribución o a una red de distribución cerrada, al GRD o al GRDC, respectivamente.

5. Al notificar la indisponibilidad forzada, el agente de planificación de indisponibilidades proporcionará la siguiente información:

a) el motivo de la indisponibilidad forzada;

b) su duración prevista, y

c) si procede, su impacto sobre la situación de disponibilidad de otros activos relevantes respecto a los cuales ejerza de agente de planificación de indisponibilidades.

6. Cuando el GRT determine que una o varias indisponibilidades forzadas a tenor del apartado 1 podrían menoscabar el estado normal de la red de transporte, informará al agente o agentes de planificación de indisponibilidades afectados sobre el plazo límite a partir del cual no se podrá mantener la seguridad de la operación salvo que su activo o activos relevantes retornen a la situación «disponible». Los agentes de planificación de indisponibilidades comunicarán al GRT si están en condiciones de respetar ese plazo límite y, en caso de no estarlo, facilitarán una justificación motivada al respecto.

7. Tras cualquier modificación del plan de disponibilidad debido a indisponibilidades forzadas, y de conformidad con el horizonte temporal previsto en los artículos 7, 10 y 15 del Reglamento (UE) n.º 543/2013, el GRT afectado publicará la información más reciente en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.

Artículo 103

Ejecución en tiempo real de los planes de disponibilidad

1. Todos los propietarios de instalaciones de generación de electricidad velarán por que todos los módulos de generación de electricidad relevantes de su propiedad que hayan sido declarados «disponibles» estén listos para producir electricidad de conformidad con sus capacidades técnicas declaradas cuando resulte necesario para mantener la seguridad de la operación, salvo en caso de indisponibilidades forzadas.

2. Todos los propietarios de instalaciones de generación de electricidad velarán por que todos los módulos de generación de electricidad relevantes de su propiedad que sean declarados «indisponibles» no produzcan electricidad.

3. Todos los propietarios de instalaciones de demanda velarán por que todas las instalaciones de demanda relevantes de su propiedad que sean declaradas «indisponibles» no consuman electricidad.

4. Todos los propietarios de elementos de red relevantes velarán por que todos los elementos de red relevantes de su propiedad que sean declarados «disponibles» estén listos para transportar electricidad de conformidad con sus capacidades técnicas declaradas cuando resulte necesario para mantener la seguridad de la operación, salvo en caso de indisponibilidades forzadas.
5. Todos los propietarios de elementos de red relevantes velarán por que todos los elementos de red relevantes de su propiedad que sean declarados «indisponibles» no transporten electricidad.
6. Si se aplican condiciones de red específicas para la ejecución de las situaciones «indisponible» o «en pruebas» de un elemento de red relevante, de conformidad con el artículo 96, apartado 6, el GRT, GRD o GRDC de que se trate evaluará el cumplimiento de dichas condiciones antes de la ejecución de la situación pertinente. Si no se cumplen dichas condiciones, ordenará al propietario del elemento de red relevante que no ejecute las situaciones «indisponible» o «en pruebas» o una parte de las mismas.
7. Si un GRT determina que la ejecución de la situación «indisponible» o «en pruebas» de un activo relevante sitúa o podría situar a la red de transporte fuera del estado normal, indicará al propietario del activo relevante, si este está conectado a la red de transporte, o al GRD o al GRDC, si está conectado a una red de distribución o a una red de distribución cerrada, respectivamente, que demore la ejecución de la situación «indisponible» o «en pruebas» del activo relevante de conformidad con sus instrucciones y, en la medida de lo posible, respetando los límites técnicos y de seguridad.

TÍTULO 4

COBERTURA

Artículo 104

Previsiones para el análisis de la cobertura de la zona de control

Cada GRT pondrá las provisiones utilizadas para el análisis de la cobertura de la zona de control, de conformidad con los artículos 105 y 107, a disposición de todos los demás GRT a través del entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.

Artículo 105

Análisis de la cobertura de la zona de control

1. Cada GRT realizará un análisis de la cobertura de la zona de control, evaluando la posibilidad de que la suma de la generación dentro de su zona de control y las capacidades de importación transfronteriza aseguren la carga total dentro de su zona de control en diversos escenarios operativos, teniendo en cuenta el nivel requerido de reservas de potencia activa previsto en los artículos 118 y 119.
2. Al realizar el análisis de la cobertura de la zona de control con arreglo al apartado 1, el GRT:
 - a) utilizará los planes de disponibilidad más recientes y los datos disponibles más recientes sobre:
 - i) las capacidades de los módulos de generación de electricidad, de conformidad con el artículo 43, apartado 5, y con los artículos 45 y 51,
 - ii) la capacidad interzonal,
 - iii) la posible respuesta de la demanda comunicada conforme a los artículos 52 y 53;
 - b) tendrá en cuenta las contribuciones de la generación a partir de fuentes de energía renovables y la carga;
 - c) evaluará la probabilidad y la duración prevista de una falta de cobertura y la energía que posiblemente no se suministre como resultado de dicha falta de cobertura.
3. Lo antes posible tras determinar una falta de cobertura dentro de la zona de control, el GRT la notificará a su autoridad reguladora o, cuando esté previsto en la legislación nacional, a otra autoridad competente y, si procede, a cualquier parte afectada.

4. Lo antes posible tras determinar la falta de cobertura en su zona de control, el GRT informará a todos los GRT a través del entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.

Artículo 106

Cobertura de la zona de control hasta el horizonte semanal, inclusive

1. Cada GRT contribuirá a las perspectivas anuales paneuropeas de la cobertura de la generación para invierno y verano aplicando la metodología adoptada por la REGRT de Electricidad a que se refiere el artículo 8, apartado 3, letra f), del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
2. Dos veces al año, el GRT realizará un análisis de la cobertura de la zona de control para el verano y el invierno siguientes, respectivamente, teniendo en cuenta escenarios paneuropeos coherentes con las perspectivas anuales paneuropeas de la cobertura de la generación para invierno y verano.
3. El GRT actualizará su análisis de la cobertura de zona de control si detecta probables cambios en la situación de disponibilidad de los módulos de generación de electricidad, las estimaciones de la carga, las estimaciones de las fuentes de energía renovables o las capacidades interzonales que puedan afectar significativamente a la cobertura prevista.

Artículo 107

Cobertura de la zona de control en los horizontes diario e intradiario

1. Cada GRT realizará un análisis de la cobertura de la zona de control en los horizontes diario e intradiario basado en:
 - a) los programas contemplados en el artículo 111;
 - b) las previsiones de carga;
 - c) las previsiones de generación a partir de fuentes de energía renovables;
 - d) las reservas de potencia activa, de conformidad con los datos facilitados con arreglo al artículo 46, apartado 1, letra a);
 - e) capacidades de importación y exportación de la zona de control coherentes con las capacidades interzonales, calculadas, si procede, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222;
 - f) capacidades de los módulos de generación de electricidad de conformidad con los datos facilitados con arreglo al artículo 43, apartado 4, y a los artículos 45 y 51, y sus situaciones de disponibilidad, y
 - g) capacidades de las instalaciones de demanda con respuesta de la demanda, de conformidad con los datos facilitados con arreglo a los artículos 52 y 53, y sus situaciones de disponibilidad.
2. El GRT evaluará:
 - a) el nivel mínimo de importación y el nivel máximo de exportación compatibles con la cobertura de su zona de control;
 - b) la duración prevista de una posible falta de cobertura, y
 - c) la cantidad de energía no suministrada en ausencia de cobertura.
3. Si, después de realizar el análisis a que se refiere el apartado 1, no se cumple el requisito de cobertura, el GRT notificará la falta de cobertura a su autoridad reguladora o a otra autoridad competente. El GRT presentará un análisis de las causas de la falta de cobertura a su autoridad reguladora, o a otra autoridad competente, y propondrá medidas de mitigación.

TÍTULO 5

SERVICIOS AUXILIARES*Artículo 108***Servicios auxiliares**

1. Cada GRT supervisará la disponibilidad de servicios auxiliares.
2. Con respecto a los servicios de potencia activa y potencia reactiva, y en coordinación con otros GRT si procede, el GRT:
 - a) diseñará, establecerá y gestionará la contratación por concurso de servicios auxiliares;
 - b) supervisará, sobre la base de los datos proporcionados de conformidad con la parte II, título 2, si el nivel y la ubicación de los servicios auxiliares disponibles permite garantizar la seguridad de la operación, y
 - c) utilizará todos los medios rentables y viables disponibles para contratar por concurso el nivel necesario de servicios auxiliares.
3. Cada GRT publicará los niveles de capacidad de reserva necesarios para mantener la seguridad de la operación.
4. Cada GRT comunicará el nivel disponible de servicios auxiliares de potencia activa a los otros GRT que se lo soliciten.

*Artículo 109***Servicios auxiliares de potencia reactiva**

1. Cada GRT comprobará, respecto a sus previsiones, si sus servicios auxiliares de potencia reactiva son suficientes para mantener la seguridad de la operación de la red de transporte en cada horizonte temporal de programación de la operación.
2. Para incrementar la eficiencia de la gestión de los elementos de su red de transporte, cada GRT supervisará:
 - a) las capacidades de potencia reactiva disponibles de las instalaciones de generación de electricidad;
 - b) las capacidades de potencia reactiva disponibles de las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte;
 - c) las capacidades de potencia reactiva disponibles de los GRD;
 - d) los equipos conectados a la red de transporte disponibles dedicados a proporcionar potencia reactiva, y
 - e) las ratios de potencia activa y potencia reactiva en la interfaz entre la red de transporte y las redes de distribución conectadas con la red de transporte.
3. Si el nivel de los servicios auxiliares de potencia reactiva no es suficiente para mantener la seguridad de la operación, el GRT:
 - a) informará a los GRT vecinos, y
 - b) preparará y activará medidas correctoras de conformidad con el artículo 23.

TÍTULO 6

PROGRAMACIÓN*Artículo 110***Establecimiento de procesos de programación**

1. Cuando establezcan un proceso de programación, los GRT tomarán en consideración y complementarán, cuando proceda, las condiciones operativas de la metodología de provisión de datos de generación y de consumo desarrollada de conformidad con el artículo 16 del Reglamento (UE) 2015/1222.

2. Si una zona de ofertas solo abarca una zona de control, el ámbito geográfico de la zona de programación equivaldrá a la zona de ofertas. Si una zona de control abarca varias zonas de ofertas, el ámbito geográfico de la zona de programación equivaldrá a la zona de ofertas. Si una zona de ofertas abarca varias zonas de control, los GRT de la zona de ofertas podrán decidir conjuntamente poner en práctica un proceso de programación común; de lo contrario, cada zona de control dentro de dicha zona de ofertas se considerará una zona de programación independiente.
3. Respecto a cada instalación de generación de electricidad y a cada instalación de demanda sujetas a los requisitos de programación establecidos en las condiciones nacionales, su propietario designará a un agente de programación o ejercerá de tal.
4. Cada participante del mercado y agente de transporte sujeto a los requisitos de programación establecidos en condiciones nacionales designará a un agente de programación o ejercerá de tal.
5. Cada GRT que opere una zona de programación establecerá los mecanismos necesarios para procesar los programas facilitados por los agentes de programación.
6. Si una zona de programación abarca más de una zona de control, los GRT responsables de las zonas de control acordarán qué GRT operará la zona de programación.

Artículo 111

Notificación de programas en zonas de programación

1. Cada agente de programación, excepto los agentes de programación de agentes de transporte, presentará los siguientes programas al GRT que opere la zona de programación que se los solicite y, cuando proceda, a una tercera parte:
 - a) programas de generación;
 - b) programas de consumo;
 - c) programas de intercambio comercial interior, y
 - d) programas de intercambio comercial exterior.
2. Cada agente de programación de un agente de transporte o, cuando proceda, una contraparte central presentará los siguientes programas al GRT que opere una zona de programación sujeta al acoplamiento de mercados que se los solicite y, cuando proceda, a una tercera parte:
 - a) los siguientes programas de intercambio comercial exterior:
 - i) los intercambios multilaterales entre la zona de programación y un grupo de otras zonas de programación,
 - ii) los intercambios bilaterales entre la zona de programación y otra zona de programación;
 - b) los programas de intercambio comercial interior entre el agente de transporte y las contrapartes centrales;
 - c) los programas de intercambio comercial interior entre el agente de transporte y otros agentes de transporte.

Artículo 112

Coherencia de los programas

1. Cada GRT que opere una zona de programación comprobará el equilibrio global de los programas de generación, los programas de consumo, los programas de intercambio comercial exterior y los programas exteriores de GRT de su zona de programación.
2. En cuanto a los programas exteriores de GRT, cada GRT acordará los valores del programa con los respectivos GRT. A falta de acuerdo, se aplicará el valor más bajo.

3. En cuanto a los intercambios bilaterales entre dos zonas de programación, cada GRT acordará los programas de intercambio comercial exterior con el respectivo GRT. A falta de acuerdo sobre los valores de los programas de intercambio comercial, se aplicará el valor más bajo.
4. Todos los GRT que operen zonas de programación comprobarán el equilibrio de todos los programas exteriores agregados netos entre todas las zonas de programación de la zona síncrona. Si se produce una discordancia y los GRT no se ponen de acuerdo sobre los valores de los programas exteriores agregados netos, se aplicarán los valores más bajos.
5. Cada agente de programación de un agente de transporte o, cuando proceda, una contraparte central proporcionará los valores de los programas de intercambio comercial exterior de cada zona de programación que participe en el acoplamiento de mercados, en forma de programas exteriores agregados netos, a los GRT que se los soliciten.
6. Cada responsable del cálculo de los programas de intercambio proporcionará los valores de los programas de intercambio de las zonas de programación que participen en el acoplamiento de mercados, en forma de programas exteriores agregados netos, incluidos los intercambios bilaterales entre dos zonas de programación, a los GRT que se los soliciten.

Artículo 113

Transmisión de información a otros GRT

1. Cada GRT calculará y facilitará a los GRT que se los soliciten:
 - a) los programas exteriores agregados netos, y
 - b) la posición neta de AC de zona, si la zona de programación está interconectada con otras zonas de programación a través de conexiones de transporte en AC.
2. Si así lo requiere la creación de modelos de red comunes, de conformidad con el artículo 70, apartado 1, cada GRT que opere una zona de programación proporcionará a los GRT que se lo soliciten:
 - a) los programas de generación, y
 - b) los programas de consumo.

TÍTULO 7

ENTORNO DE DATOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA REGRT DE ELECTRICIDAD

Artículo 114

Disposiciones generales aplicables al entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad

1. En un plazo de veinticuatro meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, la REGRT de Electricidad, de conformidad con los artículos 115, 116 y 117, implantará y operará un entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad para el almacenamiento, intercambio y gestión de toda la información relevante.
2. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT definirán un formato de datos armonizado para el intercambio de datos que se integrará en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
3. Todos los GRT y coordinadores regionales de la seguridad tendrán acceso a toda la información que figure en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
4. Hasta la puesta en marcha del entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, todos los GRT podrán intercambiar los datos relevantes entre sí y con los coordinadores regionales de la seguridad.
5. La REGRT de Electricidad elaborará un plan de continuidad de actividades que se aplicará en caso de indisponibilidad de su entorno de datos de programación de la operación.

*Artículo 115***Modelos de red individuales, modelos de red comunes y análisis de la seguridad de la operación**

1. El entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad almacenará todos los modelos de red individuales y la información conexas pertinente respecto a todos los horizontes temporales relevantes establecidos en el presente Reglamento, en el artículo 14, apartado 1, del Reglamento (UE) 2015/1222 y en el artículo 9 del Reglamento (UE) 2016/1719.
2. La información sobre modelos de red individuales que figure en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad permitirá su fusión en modelos de red comunes.
3. El modelo de red común establecido para cada horizonte temporal se pondrá a disposición en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
4. Respecto al horizonte anual, se pondrá a disposición, en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, la siguiente información:
 - a) el modelo de red individual del horizonte anual, por GRT y por escenario determinado de conformidad con el artículo 66, y
 - b) el modelo de red común del horizonte anual, por escenario determinado de conformidad con el artículo 67.
5. Respecto a los horizontes diario e intradiario, se pondrá a disposición, en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad, la siguiente información:
 - a) los modelos de red individuales de los horizontes diario e intradiario, por GRT y de conformidad con la resolución temporal definida con arreglo al artículo 70, apartado 1;
 - b) los intercambios programados en las ocasiones relevantes, por zona de programación o, si los GRT lo consideran pertinente, por frontera de zona de programación, y por sistema HVDC que conecte zonas de programación;
 - c) los modelos de red comunes de los horizontes diario e intradiario, de conformidad con la resolución temporal definida con arreglo al artículo 70, apartado 1, y
 - d) una lista de las medidas correctoras preparadas y acordadas para resolver las restricciones con relevancia transfronteriza.

*Artículo 116***Coordinación de indisponibilidades**

1. El entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad contendrá un módulo para el almacenamiento e intercambio de toda la información relevante a efectos de la coordinación de indisponibilidades.
2. La información a que se refiere el apartado 1 incluirá, como mínimo, la situación de disponibilidad de los activos relevantes y la información sobre los planes de disponibilidad a que se refiere el artículo 92.

*Artículo 117***Cobertura del sistema**

1. El entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad contendrá un módulo para el almacenamiento e intercambio de la información relevante para realizar un análisis coordinado de cobertura.
2. La información a que se refiere el apartado 1 incluirá, como mínimo:
 - a) los datos de cobertura del sistema para la estación siguiente, proporcionados por cada GRT;
 - b) el informe del análisis de cobertura paneuropea del sistema para la estación siguiente;
 - c) las previsiones utilizadas para la cobertura, en consonancia con el artículo 104, y
 - d) la información sobre toda falta de cobertura, en consonancia con el artículo 105, apartado 4.

PARTE IV

CONTROL DE FRECUENCIA-POTENCIA Y RESERVAS

TÍTULO 1

ACUERDOS OPERATIVOS*Artículo 118***Acuerdos de operación de zona síncrona**

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de cada zona síncrona desarrollarán conjuntamente propuestas comunes referentes a:
- a) las reglas de dimensionamiento de las RCF, de conformidad con el artículo 153;
 - b) las propiedades adicionales de las RCF, de conformidad con el artículo 154, apartado 2;
 - c) los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia y el parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia, de conformidad con el artículo 127;
 - d) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los parámetros objetivo del ECRF para cada bloque de CFP, de conformidad con el artículo 128;
 - e) la metodología para evaluar el riesgo y la evolución del riesgo de agotamiento de las RCF de la zona síncrona, de conformidad con el artículo 131, apartado 2;
 - f) el supervisor de zona síncrona, de conformidad con el artículo 133;
 - g) el cálculo del programa de control de la posición neta de AC de zona, con un período común de rampas de variación para el cálculo del ECZ en el caso de las zonas síncronas con más de una zona de CFP, de conformidad con el artículo 136;
 - h) si procede, las restricciones de generación de potencia activa de los interconectores de HVDC entre zonas síncronas, de conformidad con el artículo 137;
 - i) la estructura de CFP, de conformidad con el artículo 139;
 - j) si procede, la metodología para reducir el desvío del tiempo eléctrico, de conformidad con el artículo 181;
 - k) si la zona síncrona es gestionada por más de un GRT, la distribución específica de responsabilidades entre los GRT, de conformidad con el artículo 141;
 - l) los procedimientos operativos en caso de agotamiento de las RCF, de conformidad con el artículo 152, apartado 7;
 - m) en las zonas síncronas GB e IE/Ni, medidas para garantizar la recuperación de los reservorios de energía, de conformidad con el artículo 156, apartado 6, letra b);
 - n) los procedimientos operativos para reducir el desvío de frecuencia del sistema al objeto de restablecer el estado normal y limitar el riesgo de que se pase al estado de emergencia, de conformidad con el artículo 152, apartado 10;
 - o) las funciones y responsabilidades de los GRT que aplican un proceso de compensación de desequilibrios, un proceso de activación transfronteriza de RCF o un proceso de activación transfronteriza de RS, de conformidad con el artículo 149, apartado 2;
 - p) los requisitos de disponibilidad, fiabilidad y redundancia de la infraestructura técnica, de conformidad con el artículo 151, apartado 2;
 - q) reglas comunes para la gestión en estado normal y en estado de alerta, de conformidad con el artículo 152, apartado 6, y las medidas contempladas en el artículo 152, apartado 15;
 - r) en las zonas síncronas CE y Nórdica, el período mínimo de activación que deben asegurar los proveedores de RCF, de conformidad con el artículo 156, apartado 10;
 - s) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los supuestos y la metodología para el análisis de costes y beneficios, de conformidad con el artículo 156, apartado 11;

- t) si procede, en las zonas síncronas distintas de la zona CE, los límites para el intercambio de RCF entre los GRT, de conformidad con el artículo 163, apartado 2;
- u) las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, el GRT receptor de reservas y el GRT afectado por lo que respecta al intercambio de RRF y RS, definidas con arreglo al artículo 165, apartado 1;
- v) las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, el GRT receptor de capacidad de control y el GRT afectado por lo que respecta al reparto de RRF y RS, definidas con arreglo al artículo 166, apartado 1;
- w) las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, el GRT receptor de reservas y el GRT afectado por lo que respecta al intercambio de reservas entre zonas síncronas, y del GRT proveedor de capacidad de control, el GRT receptor de capacidad de control y el GRT afectado por lo que respecta al reparto de reservas entre zonas síncronas, definidas con arreglo al artículo 171, apartado 2;
- x) la metodología para determinar los límites al volumen de reparto de RCF entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 174, apartado 2;
- y) en las zonas síncronas GB e IE/NL, la metodología para determinar la provisión mínima de capacidad de reserva en RCF, de conformidad con el 174, apartado 2, letra b);
- z) la metodología para determinar los límites al volumen de intercambio de RRF entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 176, apartado 1, y la metodología para determinar los límites al volumen de reparto de RRF entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 177, apartado 1, y
- aa) la metodología para determinar los límites al volumen de intercambio de RS entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 178, apartado 1, y la metodología para determinar los límites al volumen de reparto de RS entre zonas síncronas, definida con arreglo al artículo 179, apartado 1.

2. Todos los GRT de cada zona síncrona someterán las metodologías y condiciones enumeradas en el artículo 6, apartado 3, letra d), a la aprobación de todas las autoridades reguladoras de la zona síncrona correspondiente. En un plazo de un mes tras la aprobación de esas metodologías y condiciones, todos los GRT de cada zona síncrona celebrarán un acuerdo operativo de zona síncrona que entrará en vigor en un plazo de tres meses a partir de la aprobación de las metodologías y condiciones.

Artículo 119

Acuerdos de operación de bloque de CFP

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de cada bloque CFP desarrollarán conjuntamente propuestas comunes referentes a:
 - a) si el bloque de CFP consta de más de una zona de CFP, los parámetros objetivo del ECRF para cada zona de CFP, definidos conforme al artículo 128, apartado 4;
 - b) un supervisor de bloque de CFP, de conformidad con el artículo 134, apartado 1;
 - c) restricciones de rampas de variación para la generación de potencia activa, de conformidad con el artículo 137, apartados 3 y 4;
 - d) si el bloque de CFP es gestionado por más de un GRT, la distribución específica de responsabilidades entre los GRT del bloque de CFP, de conformidad con el artículo 141, apartado 9;
 - e) si procede, la designación del GRT responsable de las tareas contempladas en el artículo 145, apartado 6;
 - f) los requisitos adicionales de disponibilidad, fiabilidad y redundancia de la infraestructura técnica, de conformidad con el artículo 151, apartado 3;
 - g) los procedimientos operativos en caso de agotamiento de las RRF o RS, de conformidad con el artículo 152, apartado 8;
 - h) las reglas de dimensionamiento de las RCF, definidas con arreglo al artículo 157, apartado 1;
 - i) las reglas de dimensionamiento de las RS, definidas con arreglo al artículo 160, apartado 2;

- j) si el bloque de CFP es gestionado por más de un GRT, la distribución específica de responsabilidades, definida con arreglo al artículo 157, apartado 3, y, si procede, la distribución específica de responsabilidades, definida con arreglo al artículo 160, apartado 6;
- k) el procedimiento de escalamiento definido conforme al artículo 157, apartado 4, y, si procede, el procedimiento de escalamiento definido conforme al 160, apartado 7;
- l) los requisitos de disponibilidad de RRF, los requisitos de calidad del control definidos con arreglo al artículo 158, apartado 2, y, si procede, los requisitos de disponibilidad de RS y los requisitos de calidad del control definidos con arreglo al artículo 161, apartado 2;
- m) si procede, los límites al intercambio de RCF entre las zonas de CFP de los distintos bloques de CFP dentro de la zona síncrona CE y al intercambio de RRF o RS entre las zonas de CFP de un bloque de CFP de una zona síncrona que conste de más de un bloque de CFP, definidos con arreglo al artículo 163, apartado 2, al artículo 167 y al artículo 169, apartado 2;
- n) las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, el GRT receptor de reservas y el GRT afectado por lo que respecta al intercambio de RRF y/o RS con GRT de otros bloques de CFP, definidas con arreglo al artículo 165, apartado 6;
- o) las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, el GRT receptor de capacidad de control y el GRT afectado por lo que respecta al reparto de RRF y RS, definidas con arreglo al artículo 166, apartado 7;
- p) las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, el GRT receptor de capacidad de control y el GRT afectado por lo que respecta al reparto de RRF y RS entre zonas síncronas, de conformidad con el artículo 175, apartado 2;
- q) las medidas de coordinación destinadas a reducir el ECRF definidas en el artículo 152, apartado 14, y
- r) las medidas para reducir el ECRF mediante la solicitud de modificaciones en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, de conformidad con el artículo 152, apartado 16.

2. Todos los GRT de cada bloque de CFP someterán las metodologías y condiciones enumeradas en el artículo 6, apartado 3, letra e), a la aprobación de todas las autoridades reguladoras del bloque de CFP correspondiente. En un plazo de un mes tras la aprobación de esas metodologías y condiciones, todos los GRT de cada bloque de CFP celebrarán un acuerdo operativo de bloque de CFP que entrará en vigor en un plazo de tres meses a partir de la aprobación de las metodologías y condiciones.

Artículo 120

Acuerdo operativo de zona de CFP

En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de cada zona de CFP celebrarán un acuerdo operativo de zona de CFP que incluirá, como mínimo:

- a) la distribución específica de responsabilidades entre los GRT de la zona de CFP, de conformidad con el artículo 141, apartado 8;
- b) la designación del GRT responsable de la aplicación y gestión del proceso de recuperación de la frecuencia, de conformidad con el artículo 143, apartado 4.

Artículo 121

Acuerdo operativo de zona de supervisión

En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de cada zona de supervisión celebrarán un acuerdo operativo de zona de supervisión que incluirá, como mínimo, la distribución de responsabilidades entre los GRT de la zona de supervisión, de conformidad con el artículo 141, apartado 7.

Artículo 122

Acuerdo de compensación de desequilibrios

Todos los GRT que participen en el mismo proceso de compensación de desequilibrios celebrarán un acuerdo de compensación de desequilibrios que incluirá, como mínimo, las funciones y responsabilidades de todos los GRT, de conformidad con el artículo 149, apartado 3.

*Artículo 123***Acuerdo de activación transfronteriza de RRF**

Todos los GRT que participen en el mismo proceso de activación transfronteriza de RRF celebrarán un acuerdo de activación transfronteriza de RRF que incluirá, como mínimo, las funciones y responsabilidades de los GRT, de conformidad con el artículo 149, apartado 3.

*Artículo 124***Acuerdo de activación transfronteriza de RS**

Todos los GRT que participen en el mismo proceso de activación transfronteriza de RS celebrarán un acuerdo de activación transfronteriza de RS que incluirá, como mínimo, las funciones y responsabilidades de los GRT, de conformidad con el artículo 149, apartado 3.

*Artículo 125***Acuerdo de reparto**

Todos los GRT que participen en el mismo reparto de RCF, RRF o RS celebrarán un acuerdo de reparto que incluirá, como mínimo:

- a) en caso de reparto de RRF o RS dentro de una zona síncrona, las funciones y responsabilidades del GRT receptor de capacidad de control, del GRT proveedor de capacidad de control y los GRT afectados, de conformidad con el artículo 165, apartado 3, o
- b) en caso de reparto de reservas entre zonas síncronas, las funciones y responsabilidades del GRT receptor de capacidad de control y del GRT proveedor de capacidad de control, de conformidad con el artículo 171, apartado 4, y los procedimientos aplicables en caso de que el reparto de reservas entre zonas síncronas no se ejecute en tiempo real, de conformidad con el artículo 171, apartado 9.

*Artículo 126***Acuerdo de intercambio**

Todos los GRT que participen en el mismo intercambio de RCF, RRF o RS celebrarán un acuerdo de intercambio que incluirá, como mínimo:

- a) en caso de intercambio de RRF o RS dentro de una zona síncrona, las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas y del GRT receptor de reservas, de conformidad con el artículo 165, apartado 3, o
- b) en caso de intercambio de reservas entre zonas síncronas, las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas y del GRT receptor de reservas, de conformidad con el artículo 171, apartado 4, y los procedimientos aplicables en caso de que el intercambio de reservas entre zonas síncronas no se ejecute en tiempo real, de conformidad con el artículo 171, apartado 9.

TÍTULO 2

CALIDAD DE LA FRECUENCIA*Artículo 127***Parámetros de definición de la calidad de la frecuencia y parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia**

1. Los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia serán:
 - a) la frecuencia nominal, en el caso de todas las zonas síncronas;
 - b) el rango de frecuencias estándar, en el caso de todas las zonas síncronas;

- c) el desvío instantáneo máximo de frecuencia, en el caso de todas las zonas síncronas;
 - d) el desvío máximo de frecuencia en régimen permanente, en el caso de todas las zonas síncronas;
 - e) el tiempo de recuperación de la frecuencia, en el caso de todas las zonas síncronas;
 - f) el tiempo de reposición de la frecuencia, en el caso de las zonas síncronas GB e IE/NL;
 - g) el rango de recuperación de la frecuencia, en el caso de las zonas síncronas GB, IE/NL y Nórdica;
 - h) el rango de reposición de la frecuencia, en el caso de las zonas síncronas GB e IE/NL, y
 - i) el tiempo de activación del estado de alerta, en el caso de todas las zonas síncronas.
2. La frecuencia nominal será de 50 Hz en todas las zonas síncronas.
3. Los valores predeterminados de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia enumerados en el apartado 1 figuran en el anexo III, cuadro 1.
4. El parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia será el número máximo de minutos fuera del rango de frecuencias estándar, por año y por zona síncrona, y cuyo valor predeterminado, por zona síncrona, figura en el anexo III, cuadro 2.
5. Se aplicarán los valores de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 1, y el parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 2, salvo que todos los GRT de una zona síncrona propongan valores distintos de conformidad con los apartados 6, 7 y 8.
6. Todos los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica tendrán derecho a proponer, en el acuerdo operativo de zona síncrona, valores distintos de los que figuran en el anexo III, cuadros 1 y 2, en relación con:
- a) el tiempo de activación del estado de alerta;
 - b) el número máximo de minutos fuera del rango de frecuencias estándar.
7. Todos los GRT de las zonas síncronas GB e IE/NL tendrán derecho a proponer, en el acuerdo operativo de zona síncrona, valores distintos de los que figuran en el anexo III, cuadros 1 y 2, en relación con:
- a) el tiempo de recuperación de la frecuencia;
 - b) el tiempo de activación del estado de alerta, y
 - c) el número máximo de minutos fuera del rango de frecuencias estándar.
8. La propuesta de modificación de los valores con arreglo a los apartados 6 y 7 se basará en una evaluación de los valores de la frecuencia del sistema registrados durante un período mínimo de un año y en la evolución de la zona síncrona, y se atenderá a las siguientes condiciones:
- a) la modificación propuesta de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 1, o del parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 2, tendrá en cuenta:
 - i) el tamaño de la red, sobre la base del consumo y la generación de la zona síncrona y la inercia de la zona síncrona,
 - ii) el incidente de referencia,
 - iii) la estructura de la red y/o la topología de la red,
 - iv) el comportamiento de la demanda y la generación,
 - v) el número de módulos de generación de electricidad con modo sensible a la limitación de la frecuencia-sobrefrecuencia y con modo sensible a la limitación de la frecuencia-subfrecuencia, según se definen en el artículo 13, apartado 2, y en el artículo 15, apartado 2, letra c), del Reglamento (UE) 2016/631, y la respuesta de esos módulos;

- vi) el número de unidades de demanda que operan con control de frecuencias del sistema por respuesta de la demanda activado o con control muy rápido de potencia activa por respuesta de la demanda, según se definen en los artículos 29 y 30 del Reglamento (UE) 2016/1388, y la respuesta de esas unidades, y
 - vii) las capacidades técnicas de los módulos de generación de electricidad e unidades de demanda;
- b) todos los GRT de la zona síncrona realizarán una consulta pública sobre el impacto de la modificación propuesta de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 1, o del parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia del anexo III, cuadro 2, en las partes interesadas.
9. Todos los GRT harán todo lo posible por ajustarse a los valores de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia o del parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia. Todos los GRT de todas las zonas síncronas verificarán, como mínimo una vez al año, la conformidad con el parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia.

Artículo 128

Parámetros objetivo del ECRF

1. Como mínimo una vez al año, todos los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, los valores del rango de ECRF de nivel 1 y del rango de ECRF de nivel 2 para cada bloque de CFP de las zonas síncronas CE y Nórdica.
2. Todos los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica que consten de más de un bloque de CFP se asegurarán de que los rangos de ECRF de nivel 1 y los rangos de ECRF de nivel 2 de los bloques de CFP de dichas zonas síncronas sean proporcionales a la raíz cuadrada de la suma de las obligaciones de RCF iniciales de los GRT que integran los bloques de CFP, de conformidad con el artículo 153.
3. Todos los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica harán todo lo posible por ajustarse a los siguientes parámetros objetivo del ECRF respecto a cada bloque de CFP de la zona síncrona:
 - a) el número de intervalos de tiempo al año fuera del rango de ECRF de nivel 1 dentro de un intervalo de tiempo equivalente al tiempo de recuperación de la frecuencia será inferior al 30 % de los intervalos de tiempo del año, y
 - b) el número de intervalos de tiempo al año fuera del rango de ECRF de nivel 2 dentro de un intervalo de tiempo equivalente al tiempo de recuperación de la frecuencia será inferior al 5 % de los intervalos de tiempo del año.
4. Si un bloque de CFP consta de más de una zona de CFP, todos los GRT del bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, los valores de los parámetros objetivo del ECRF respecto a cada zona de CFP.
5. En las zonas síncronas GB e IE/NI, el rango de ECRF de nivel 1 será igual o superior a 200 mHz, y el rango de ECRF de nivel 2, igual o superior a 500 mHz.
6. Todos los GRT de las zonas síncronas GB e IE/NI harán todo lo posible por ajustarse a los siguientes parámetros objetivo del ECRF en la zona síncrona:
 - a) el número máximo de intervalos de tiempo al año fuera del rango de ECRF de nivel 1 será inferior o igual al valor del cuadro del anexo IV, en porcentaje de los intervalos de tiempo al año;
 - b) el número máximo de intervalos de tiempo al año fuera del rango de ECRF de nivel 2 será inferior o igual al valor del cuadro del anexo IV, en porcentaje de los intervalos de tiempo al año.
7. Todos los GRT verificarán, como mínimo una vez al año, la conformidad con los parámetros objetivo del ECRF.

Artículo 129

Proceso de aplicación de criterios

El proceso de aplicación de criterios comprenderá:

- a) la recopilación de datos de evaluación de la calidad de la frecuencia, y
- b) el cálculo de los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia.

*Artículo 130***Datos de evaluación de la calidad de la frecuencia**

1. Los datos de evaluación de la calidad de la frecuencia serán:
 - a) para la zona síncrona:
 - i) los datos de frecuencia instantáneos, y
 - ii) los datos del desvío instantáneo de frecuencia;
 - b) para cada bloque de CFP de la zona síncrona, los datos del ECRF instantáneo.
2. La precisión de las mediciones de los datos de frecuencia instantáneos y del ECRF instantáneo, cuando sean medidos en Hz, será igual a 1 mHz o mejor.

*Artículo 131***Criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia**

1. Los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia comprenderán:
 - a) para la zona síncrona durante el funcionamiento en estado normal o en estado de alerta, de conformidad con el artículo 18, apartados 1 y 2, mensualmente, respecto a los datos de frecuencia instantáneos:
 - i) la media,
 - ii) el desvío estándar,
 - iii) los percentiles 1, 5, 10, 90, 95 y 99,
 - iv) el tiempo total durante el cual el valor absoluto del desvío instantáneo de frecuencia ha sido superior al desvío de frecuencia estándar, distinguiéndose entre desvíos instantáneos de frecuencia negativos y positivos;
 - v) el tiempo total durante el cual el valor absoluto del desvío instantáneo de frecuencia ha sido superior al desvío instantáneo máximo de frecuencia, distinguiéndose entre desvíos instantáneos de frecuencia negativos y positivos;
 - vi) el número de sucesos en los que el valor absoluto del desvío instantáneo de frecuencia de la zona síncrona ha superado el 200 % del desvío de frecuencia estándar y el desvío instantáneo de frecuencia no ha retornado al 50 % del desvío de frecuencia estándar, en el caso de la zona síncrona CE, y al rango de recuperación de la frecuencia, en el caso de las zonas síncronas GB, IE/Ni y Nórdica, en el tiempo de recuperación de la frecuencia; los datos distinguirán entre desvíos de frecuencia negativos y positivos,
 - vii) en las zonas síncronas GB e IE/Ni, el número de sucesos en los que el valor absoluto del desvío instantáneo de frecuencia ha estado fuera del rango de recuperación de la frecuencia y no ha retornado a dicho rango en el tiempo de recuperación de la frecuencia, distinguiéndose entre desvíos de frecuencia negativos y positivos;
 - b) para cada bloque de CFP de las zonas síncronas CE o Nórdica durante el funcionamiento en estado normal o en estado de alerta, de conformidad con el artículo 18, apartados 1 y 2, mensualmente:
 - i) respecto a las series de datos que contengan los valores medios del ECRF del bloque de CFP para intervalos de tiempo iguales al tiempo de recuperación de la frecuencia:
 - la media,
 - el desvío estándar,
 - los percentiles 1, 5, 10, 90, 95 y 99,
 - el número de intervalos de tiempo en los que el valor medio del ECRF ha estado fuera del rango de ECRF de nivel 1, distinguiéndose entre ECRF negativo y positivo, y
 - el número de intervalos de tiempo en los que el valor medio del ECRF ha estado fuera del rango de ECRF de nivel 2, distinguiéndose entre ECRF negativo y positivo,

- ii) respecto a las series de datos que contengan los valores medios del ECRF del bloque de CFP para intervalos de un minuto: el número de sucesos al mes en los que el ECRF ha superado el 60 % de la capacidad de reserva en RRF y no ha retornado al 15 % de la capacidad de reserva en RRF en el tiempo de recuperación de la frecuencia, distinguiéndose entre ECRF negativo y positivo;
- c) para los bloques de CFP de las zonas síncronas GB e IE/NI durante el funcionamiento en estado normal y en estado de alerta, de conformidad con el artículo 18, apartados 1 y 2, mensualmente, respecto a las series de datos que contengan los valores medios del ECRF del bloque de CFP para intervalos de un minuto: el número de sucesos en los que el valor absoluto del ECRF ha superado el desvío máximo de frecuencia en régimen permanente y el ECRF no ha retornado al 10 % de dicho desvío en el tiempo de recuperación de la frecuencia, distinguiéndose entre ECRF negativo y positivo.

2. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo de operación de zona síncrona, una metodología común para evaluar el riesgo de agotamiento de las RCF, y la evolución de dicho riesgo, en la zona síncrona. Dicha metodología se aplicará, como mínimo, una vez al año y se basará, como mínimo, en los datos instantáneos históricos de la frecuencia del sistema durante un período no inferior a un año. Todos los GRT de cada zona síncrona proporcionarán los datos de entrada necesarios para esa evaluación.

Artículo 132

Proceso de recopilación y transmisión de datos

1. El proceso de recopilación y transmisión de datos comprenderá:
 - a) mediciones de la frecuencia del sistema;
 - b) cálculo de los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia, y
 - c) transmisión de los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia para el proceso de aplicación de criterios.
2. El proceso de recopilación y transmisión de datos será aplicado por el supervisor de zona síncrona designado de conformidad con el artículo 133.

Artículo 133

Supervisor de zona síncrona

1. Todos los GRT de una zona síncrona designarán supervisor de zona síncrona, en el acuerdo operativo de zona síncrona, a un GRT de dicha zona síncrona.
2. El supervisor de zona síncrona aplicará el proceso de recopilación y transmisión de datos de la zona síncrona a que se refiere el artículo 132.
3. El supervisor de zona síncrona aplicará el proceso de aplicación de criterios a que se refiere el artículo 129.
4. El supervisor de zona síncrona recopilará los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia relativos a su zona síncrona y aplicará el proceso de aplicación de criterios, incluido el cálculo de los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia, una vez cada tres meses y en un plazo de tres meses a partir de la conclusión del período analizado.

Artículo 134

Supervisor de bloque de CFP

1. Todos los GRT de un bloque de CFP designarán supervisor de bloque de CFP, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, a un GRT de dicho bloque.

2. El supervisor de bloque de CFP recopilará los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia del bloque de CFP, de conformidad con el proceso de aplicación de criterios a que se refiere el artículo 129.
3. Cada GRT de una zona de CFP proporcionará al supervisor de bloque de CFP las mediciones de la zona de CFP necesarias para recopilar los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia del bloque de CFP.
4. El supervisor de bloque de CFP transmitirá los datos de la evaluación de la calidad de la frecuencia relativos al bloque de CFP y sus zonas de CFP una vez cada tres meses y en un plazo de dos meses a partir de la conclusión del período analizado.

Artículo 135

Información sobre el comportamiento de la carga y la generación

De conformidad con el artículo 40, cada GRT de conexión tendrá derecho a solicitar a los USR la información necesaria para supervisar el comportamiento de la carga y la generación en términos de desequilibrios. Dicha información podrá incluir:

- a) el valor de consigna de la potencia activa, con marca de tiempo, para la operación en tiempo real y futura, y
- b) la generación total de potencia activa, con marca de tiempo.

Artículo 136

Período de rampas de variación dentro de la zona síncrona

Todos los GRT de cada zona síncrona con más de una zona de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, un período común de rampas de variación de los programas agregados netos para las zonas de CFP de la zona síncrona. El cálculo del programa de control de la posición neta de AC de zona para el cálculo del ECZ se realizará con el período común de rampas de variación.

Artículo 137

Restricciones de rampas de variación a la generación de potencia activa

1. Todos los GRT de dos zonas síncronas tendrán derecho a especificar, en el acuerdo operativo de zona síncrona, restricciones aplicables a la generación de potencia activa de los interconectores de HVDC entre zonas síncronas, al objeto de limitar su influencia en el cumplimiento de los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia de cada zona síncrona, mediante la determinación de unas rampas de variación máximas combinadas para todos los interconectores de HVDC que conecten una zona síncrona con otra zona síncrona.
2. Las restricciones del apartado 1 no se aplicarán a la compensación de desequilibrios, el acoplamiento de frecuencias ni la activación transfronteriza de RRF y RS a través de interconectores de HVDC.
3. Todos los GRT de conexión de un interconector de HVDC tendrán derecho a fijar, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, restricciones comunes a la generación de potencia activa de dicho interconector de HVDC, al objeto de limitar su influencia en el cumplimiento del parámetro objetivo del ECRF de los bloques de CFP conectados, acordando períodos de rampas de variación y/o rampas máximas de variación para dicho interconector de HVDC. Las restricciones comunes no se aplicarán a la compensación de desequilibrios, el acoplamiento de frecuencias ni la activación transfronteriza de RRF y RS a través de interconectores de HVDC. Todos los GRT de una zona síncrona coordinarán estas medidas dentro de la zona síncrona.
4. Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán derecho a determinar, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, las siguientes medidas para apoyar el cumplimiento del parámetro objetivo del ECRF del bloque de CFP y para mitigar desvíos de frecuencia deterministas, tomando en consideración las restricciones tecnológicas de los módulos de generación de electricidad y unidades de demanda:
 - a) obligaciones en materia de períodos de rampas de variación y/o rampas máximas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda;

- b) obligaciones en materia de tiempos de inicio de las rampas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda dentro del bloque de CFP, y
- c) coordinación de las rampas de variación entre los módulos de generación de electricidad, las unidades de demanda y el consumo de potencia activa dentro del bloque de CFP.

Artículo 138

Mitigación

Si los valores calculados para el período de un año natural respecto a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia o los parámetros objetivo del ECRF se desvían de los objetivos establecidos para la zona síncrona o para el bloque de CFP, todos los GRT de la zona síncrona relevante o del bloque de CFP relevante:

- a) analizarán si los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia o los parámetros objetivo del ECRF se mantendrán fuera de los objetivos establecidos para la zona síncrona o para el bloque de CFP y, cuando exista un riesgo justificado de que esto pueda suceder, analizarán las causas y formularán recomendaciones, y
- b) elaborarán medidas de mitigación para garantizar el cumplimiento futuro de los objetivos de la zona síncrona o del bloque de CFP.

TÍTULO 3

ESTRUCTURA DE CFP

Artículo 139

Estructura básica

1. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán la estructura de CFP de la zona síncrona en el acuerdo operativo de zona síncrona. Cada GRT será responsable de aplicar la estructura de CFP de su zona síncrona y operar de acuerdo con ella.
2. La estructura de CFP de cada zona síncrona incluirá:
 - a) una estructura de activación de procesos acorde con el artículo 140, y
 - b) una estructura de responsabilidad de los procesos acorde con el artículo 141.

Artículo 140

Estructura de activación de procesos

1. La estructura de activación de procesos incluirá:
 - a) un PCF acorde con el artículo 142;
 - b) un PRF acorde con el artículo 143, y
 - c) en la zona síncrona CE, un proceso de control del tiempo acorde con el artículo 181.
2. La estructura de activación de procesos podrá incluir:
 - a) un PSR acorde con el artículo 144;
 - b) un proceso de compensación de desequilibrios acorde con el artículo 146;
 - c) un proceso de activación transfronteriza de RRF acorde con el artículo 147;
 - d) un proceso de activación transfronteriza de RS acorde con el artículo 148, y
 - e) en las zonas síncronas distintas de la zona síncrona CE, un proceso de control del tiempo acorde con el artículo 181.

Artículo 141

Estructura de responsabilidad de los procesos

1. Al especificar la estructura de responsabilidad de los procesos, todos los GRT de cada zona síncrona tendrán en cuenta, como mínimo, los siguientes criterios:
 - a) el tamaño y la inercia total, incluida la emulación de inercia, de la zona síncrona;
 - b) la estructura de la red y/o la topología de la red, y
 - c) el comportamiento de carga, generación y conexiones HVDC.
2. En un plazo de cuatro meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de una zona síncrona desarrollarán conjuntamente una propuesta común relativa a la determinación de los bloques de CFP, que se ajustará a los siguientes requisitos:
 - a) una zona de supervisión se corresponderá con una única zona de CFP o formará parte de una única zona de CFP;
 - b) una zona de CFP se corresponderá con un único bloque de CFP o formará parte de un único bloque de CFP;
 - c) un bloque de CFP se corresponderá con una única zona síncrona o formará parte de una única zona síncrona, y
 - d) cada elemento de red formará parte de una única zona de supervisión, una única zona de CFP y un único bloque de CFP.
3. Todos los GRT de cada zona de supervisión calcularán y supervisarán con carácter permanente el intercambio de potencia activa en tiempo real de la zona de supervisión.
4. Todos los GRT de cada zona de CFP:
 - a) supervisarán con carácter permanente el ECRF de la zona de CFP;
 - b) aplicarán y gestionarán el PRF respecto a la zona de CFP;
 - c) harán todo lo posible por ajustarse a los parámetros objetivo del ECRF de la zona de CFP definidos en el artículo 128, y
 - d) podrán aplicar uno o varios de los procesos a que se refiere el artículo 140, apartado 2.
5. Todos los GRT de cada bloque de CFP:
 - a) harán todo lo posible por ajustarse a los parámetros objetivo del ECRF del bloque de CFP definidos en el artículo 128, y
 - b) cumplirán las reglas de dimensionamiento de las RRF de conformidad con el artículo 157 y las reglas de dimensionamiento de las RS de conformidad con el artículo 160.
6. Todos los GRT de cada zona síncrona:
 - a) aplicarán y gestionarán el PCF de la zona síncrona;
 - b) cumplirán las reglas de dimensionamiento de las RCF de conformidad con el artículo 153, y
 - c) harán todo lo posible por ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia de conformidad con el artículo 127.
7. Todos los GRT de cada zona de supervisión especificarán, en el acuerdo operativo de zona de supervisión, la distribución de responsabilidades entre los GRT de la zona de supervisión a efectos del cumplimiento de la obligación establecida en el apartado 3.
8. Todos los GRT de cada zona de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de zona de CFP, la distribución de responsabilidades entre los GRT de la zona de CFP a efectos del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado 4.
9. Todos los GRT de cada bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, la distribución de responsabilidades entre los GRT del bloque de CFP a efectos del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado 5.
10. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, la distribución de responsabilidades entre los GRT de la zona de síncrona a efectos del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado 6.
11. Todos los GRT de dos o más zonas de CFP conectadas por interconectores tendrán derecho a formar un bloque de CFP si se cumplen los requisitos aplicables a los bloques de CFP establecidos en el apartado 5.

*Artículo 142***Proceso de contención de la frecuencia (PCF)**

1. El objetivo de control del PCF será la estabilización de la frecuencia del sistema mediante la activación de RCF.
2. La característica global de la activación de RCF en una zona síncrona reflejarán un descenso monótono de la activación de RCF como función del desvío de frecuencia.

*Artículo 143***Proceso de recuperación de la frecuencia (PRF)**

1. El objetivo de control del PRF será:
 - a) reducir a cero el ECRF en el tiempo de recuperación de la frecuencia;
 - b) en las zonas síncronas CE y Nórdica, sustituir progresivamente las RCF activadas por la activación de RRF, de conformidad con el artículo 145.
2. El ECRF es:
 - a) el ECZ de una zona de CFP, en el caso de las zonas síncronas con más de una zona de CFP, o
 - b) el desvío de frecuencia, en el caso de las zonas de CFP que se correspondan con el bloque de CFP y con la zona síncrona.
3. El ECZ de una zona de CFP se calculará como la suma del producto del factor K de la zona de CFP y el desvío de frecuencia, más la diferencia entre:
 - a) el flujo total de potencia activa del interconector y de la línea de interconexión virtual, y
 - b) el programa de control, de conformidad con el artículo 136.
4. Si una zona de CFP consta de más de una zona de supervisión, todos los GRT de la zona de CFP designarán, en el acuerdo operativo de zona de CFP, a un GRT responsable de la aplicación y gestión del proceso de recuperación de la frecuencia.
5. Si una zona de CFP consta de más de una zona de supervisión, el proceso de recuperación de la frecuencia de esta zona de CFP permitirá mantener el intercambio de potencia activa de cada zona de supervisión en un valor establecido como seguro, sobre la base de un análisis de la seguridad de la operación en tiempo real.

*Artículo 144***Proceso de sustitución de reservas (PSR)**

1. El objetivo de control del PSR será cumplir, como mínimo, uno de los siguientes objetivos mediante la activación de RS:
 - a) recuperación progresiva de las RRF activadas;
 - b) apoyo a la activación de RRF;
 - c) en las zonas síncronas GB e IE/NL, recuperación progresiva de las RCF y RRF activadas.
2. El PSR se gestionará a través de instrucciones para la activación manual de RS al objeto de cumplir el objetivo de control con arreglo al apartado 1.

*Artículo 145***Proceso de recuperación de la frecuencia manual y automático**

1. Cada GRT de cada zona de CFP implementará un proceso de recuperación de la frecuencia automático (PRFa) y un proceso de recuperación de la frecuencia manual (PRFm).

2. En un plazo de dos años a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT de las zonas síncronas GB e IE/NI podrá presentar una propuesta a sus autoridades reguladoras competentes solicitando la exención de la obligación de aplicar un PRFa. Dicha propuesta incluirá un análisis de costes y beneficios que demuestre que la aplicación de un PRFa generaría más costes que beneficios. En caso de que la propuesta sea aprobada por las autoridades reguladoras competentes, el GRT y las autoridades reguladoras reevaluarán dicha decisión como mínimo cada cuatro años.
3. Si una zona de CFP consta de más de una zona de supervisión, todos los GRT de la zona de CFP establecerán un proceso de aplicación de un PRFa y un PRFm en el acuerdo operativo de zona de CFP. Si un bloque de CFP consta de más de una zona de CFP, todos los GRT de las zonas de CFP establecerán un proceso de aplicación de un PRFm en el acuerdo operativo de bloque de CFP.
4. El PRFa se gestionará en modalidad de lazo cerrado, en virtud del cual el ECRF es un valor de entrada, y el valor de consigna para la activación de RRF automáticas, un valor de salida. El valor de consigna para la activación de RRF automáticas se calculará mediante un único controlador de recuperación de la frecuencia accionado por un GRT dentro de su zona de CFP. En las zonas síncronas CE y Nórdica, el controlador de recuperación de la frecuencia:
 - a) será un dispositivo de control automático diseñado para reducir a cero el ECRF;
 - b) tendrá un comportamiento proporcional integral;
 - c) tendrá un algoritmo de control que evite que el término integral del controlador proporcional integral acumule error de control y rebase el valor de control, y
 - d) tendrá funcionalidades para modos operativos extraordinarios en los estados normal y de emergencia.
5. El PRFm se gestionará mediante instrucciones de activación manual de las RRF al objeto de cumplir el objetivo de control previsto en el artículo 143, apartado 1.
6. Además de la aplicación del PRFa en las zonas de CFP, todos los GRT de un bloque de CFP que conste de más de una zona de CFP tendrán derecho a designar, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, a un GRT del bloque de CFP para:
 - a) calcular y supervisar el ECRF de todo el bloque de CFP, y
 - b) considerar el ECRF de todo el bloque de CFP, no solo del ECRF de su zona de CFP, a efectos del cálculo del valor de consigna de la activación de RRF automáticas de conformidad con el artículo 143, apartado 3.

Artículo 146

Proceso de compensación de desequilibrios

1. El objetivo de control del proceso de compensación de desequilibrios será reducir la cantidad de activaciones simultáneas de sentido contrario de RRF de las distintas zonas de CFP participantes mediante el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios.
2. Cada GRT tendrá derecho a aplicar el proceso de compensación de desequilibrios, mediante el cierre de un acuerdo de compensación de desequilibrios, a las zonas de CFP del mismo bloque de CFP, entre diferentes bloques de CFP o entre distintas zonas síncronas.
3. Los GRT aplicarán el proceso de compensación de desequilibrios de tal forma que no afecte:
 - a) a la estabilidad del PCF de la zona síncrona o de las zonas síncronas que participen en el proceso de compensación de desequilibrios;
 - b) a la estabilidad del PRF y del PSR de cada zona de CFP gestionada por los GRT participantes o afectados, ni
 - c) a la seguridad de la operación.
4. Los GRT aplicarán el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios entre zonas de CFP de una zona síncrona, como mínimo, de una de las formas siguientes:
 - a) mediante la definición de un flujo de potencia activa en una línea de interconexión virtual que formará parte del cálculo del ECRF;
 - b) mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.

5. Los GRT aplicarán el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios entre zonas de CFP de zonas síncronas distintas mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.
6. Los GRT aplicarán el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios de una zona de CFP de manera que no supere la cantidad real de activaciones de RRF necesarias para reducir a cero el ECRF de dicha zona de CFP sin intercambio de potencia de compensación de desequilibrios.
7. Todos los GRT participantes en el mismo proceso de compensación de desequilibrios velarán por que la suma de todos los intercambios de potencia de compensación de desequilibrios sea igual a cero.
8. El proceso de compensación de desequilibrios incluirá un mecanismo alternativo que garantizará que el intercambio de potencia de compensación de desequilibrios de cada zona de CFP sea igual a cero o se limite a un valor que permita garantizar la seguridad de la operación.
9. Si un bloque de CFP consta de más de una zona de CFP y tanto la capacidad de reserva en RRF como la capacidad de reserva en RS se calculan sobre la base de los desequilibrios del bloque de CFP, todos los GRT del mismo bloque de CFP aplicarán un proceso de compensación de desequilibrios e intercambiarán la cantidad máxima de potencia de compensación de desequilibrios definida en el apartado 6 con otras zonas de CFP del mismo bloque de CFP.
10. Si se aplica un proceso de compensación de desequilibrios para zonas de CFP de distintas zonas síncronas, todos los GRT intercambiarán la cantidad máxima de potencia de compensación de desequilibrios definida en el apartado 6 con otros GRT de la misma zona síncrona participantes en dicho proceso de compensación de desequilibrios.
11. Si se aplica un proceso de compensación de desequilibrios respecto a zonas de CFP que no formen parte del mismo bloque de CFP, todos los GRT de los bloques de CFP implicados cumplirán las obligaciones establecidas en el artículo 141, apartado 5, con independencia del intercambio de potencia de compensación de desequilibrios.

Artículo 147

Proceso de activación transfronteriza de RRF

1. El objetivo de control del proceso de activación transfronteriza de RRF será permitir a los GRT aplicar el PRF mediante el intercambio de potencia para recuperación de la frecuencia entre zonas de CFP.
2. Cada GRT tendrá derecho a aplicar el proceso de activación transfronteriza de RRF, mediante el cierre de un acuerdo de activación transfronteriza de RRF, en zonas de CFP del mismo bloque de CFP, entre diferentes bloques de CFP o entre distintas zonas síncronas.
3. Los GRT aplicarán el proceso de activación transfronteriza de RRF de un modo que no afecte:
 - a) a la estabilidad del PCF de la zona síncrona o de las zonas síncronas que participen en el proceso de activación transfronteriza de RRF;
 - b) a la estabilidad del PRF y del PSR de cada zona de CFP gestionada por los GRT participantes o afectados, ni
 - c) a la seguridad de la operación.
4. Los GRT aplicarán el intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia entre zonas de CFP de la misma zona síncrona a través de, como mínimo, una de las siguientes medidas:
 - a) mediante la definición de un flujo de potencia activa en una línea de interconexión virtual que formará parte del cálculo del ECRF, si la activación de RRF es automática;
 - b) mediante el ajuste de un programa de control o la definición de un flujo de potencia activa a través de una línea de interconexión virtual entre zonas de CFP, si la activación de RRF es manual, o
 - c) mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.
5. Los GRT aplicarán el intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia entre zonas de CFP de zonas síncronas distintas mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.

6. Todos los GRT participantes en el mismo proceso de activación transfronteriza de RRF velarán por que la suma de todos los intercambios de potencia para la recuperación de la frecuencia sea igual a cero.

7. El proceso de activación transfronteriza de RRF incluirá un mecanismo alternativo que garantizará que el intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia de cada zona de CFP sea igual a cero o se limite a un valor que permita garantizar la seguridad de la operación.

Artículo 148

Proceso de activación transfronteriza de RS

1. El objetivo de control del proceso de activación transfronteriza de RS será permitir a los GRT aplicar el PSR mediante un programa de control entre zonas de CFP.

2. Cada GRT tendrá derecho a aplicar el proceso de activación transfronteriza de RS, mediante el cierre de un acuerdo de activación transfronteriza de RS, en zonas de CFP del mismo bloque de CFP, entre diferentes bloques de CFP o entre distintas zonas síncronas.

3. Los GRT aplicarán el proceso de activación transfronteriza de RS de un modo que no afecte:

- a) a la estabilidad del PCF de la zona síncrona o de las zonas síncronas que participen en el proceso de activación transfronteriza de RS;
- b) a la estabilidad del PRF y del PSR de cada zona de CFP gestionada por los GRT participantes o afectados, ni
- c) a la seguridad de la operación.

4. Los GRT aplicarán el programa de control entre zonas de CFP de la misma zona síncrona a través de, como mínimo, una de las siguientes medidas:

- a) mediante la definición de un flujo de potencia activa a través de una línea de interconexión virtual que formará parte del cálculo del ECRF;
- b) mediante el ajuste de un programa de control, o
- c) mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.

5. Los GRT aplicarán el programa de control entre zonas de CFP de zonas síncronas distintas mediante el ajuste de los flujos de potencia activa a través de interconectores de HVDC.

6. Todos los GRT participantes en el mismo proceso de activación transfronteriza de RS velarán por que la suma de todos los programas de control sea igual a cero.

7. El proceso de activación transfronteriza de RS incluirá un mecanismo alternativo que garantizará que el programa de control de cada zona de CFP sea igual a cero o se limite a un valor que permita garantizar la seguridad de la operación.

Artículo 149

Requisitos generales aplicables a los procesos de control transfronterizos

1. Todos los GRT participantes en un intercambio o un reparto de RRF o RS aplicarán un proceso de activación transfronteriza de RRF o RS, según proceda.

2. Todos los GRT de una zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, las funciones y responsabilidades de los GRT que apliquen un proceso de compensación de desequilibrios, un proceso de activación transfronteriza de RRF o un proceso de activación transfronteriza de RS entre zonas de CFP de bloques de CFP distintos o de zonas síncronas distintas.

3. Todos los GRT participantes en el mismo proceso de compensación de desequilibrios, en el mismo proceso de activación transfronteriza de RRF o en el mismo proceso de activación transfronteriza de RS especificarán, en los respectivos acuerdos, las funciones y responsabilidades de todos los GRT, en particular:

- a) el suministro de todos los datos de entrada necesarios para:
 - i) el cálculo del intercambio de potencia con respecto a los límites de seguridad de la operación, y
 - ii) la realización de análisis de la seguridad de la operación en tiempo real por los GRT participantes y afectados;
- b) la responsabilidad del cálculo del intercambio de potencia, y
- c) la aplicación de los procedimientos operativos para garantizar la seguridad de la operación.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 146, apartados 9, 10 y 11, y en el marco de los acuerdos a que se refieren los artículos 122, 123 y 124, todos los GRT participantes en el mismo proceso de compensación de desequilibrios, en el mismo proceso de activación transfronteriza de RRF o en el mismo proceso de activación transfronteriza de RS tendrán derecho a especificar una estrategia secuencial para el cálculo del intercambio de potencia. El cálculo secuencial del intercambio de potencia permitirá a cualquier grupo de GRT que operen en zonas de CFP o bloques de CFP conectados por interconectores intercambiar potencia de compensación de desequilibrios, potencia para la recuperación de la frecuencia o potencia de sustitución de reservas dentro del propio grupo antes de proceder a un intercambio con otros GRT.

Artículo 150

Notificaciones de los GRT

1. Los GRT que tengan previsto ejercer el derecho de aplicar un proceso de compensación de desequilibrios, un proceso de activación transfronteriza de RRF o un proceso de activación transfronteriza de RS, un intercambio de reservas o un reparto de reservas, notificarán a todos los demás GRT de la misma zona síncrona, con tres meses de antelación al ejercicio de ese derecho, la siguiente información:

- a) los GRT implicados;
- b) el volumen de intercambio de potencia previsto a consecuencia del proceso de compensación de desequilibrios, el proceso de activación transfronteriza de RRF o el proceso de activación transfronteriza de RS;
- c) el tipo de reservas y el volumen máximo de intercambio o reparto de reservas, y
- d) el horizonte temporal del intercambio o el reparto de reservas.

2. Cuando se aplique un proceso de compensación de desequilibrios, un proceso de activación transfronteriza de RRF o un proceso de activación transfronteriza de RS respecto a zonas de CFP que no formen parte del mismo bloque de CFP, cada GRT de la zona síncrona de que se trate tendrá derecho a declararse GRT afectado ante todos los GRT de la zona síncrona, en el plazo de un mes a partir de la recepción de la notificación con arreglo al apartado 1, sobre la base de un análisis de la seguridad de la operación.

3. El GRT afectado tendrá derecho a:

- a) solicitar que se le comuniquen los valores en tiempo real del intercambio de potencia para compensación de desequilibrios, el intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia y el programa de control que resulten necesarios a efectos del análisis de la seguridad de la operación en tiempo real, y
- b) solicitar la aplicación de un procedimiento operativo que le permita establecer límites al intercambio de potencia para compensación de desequilibrios, al intercambio de potencia para la recuperación de la frecuencia y al programa de control entre las respectivas zonas de CFP, sobre la base del análisis de la seguridad de la operación en tiempo real.

Artículo 151

Infraestructura

1. Todos los GRT determinarán la infraestructura técnica necesaria para la aplicación y gestión de los procesos a que se refiere el artículo 140 y que sean considerados críticos con arreglo al plan de seguridad a que se refiere el artículo 26.

2. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, los requisitos mínimos de disponibilidad, fiabilidad y redundancia de la infraestructura técnica a la que se refiere el apartado 1, en particular:
 - a) la precisión, resolución, disponibilidad y redundancia de las mediciones del flujo de potencia activa y de la línea de interconexión virtual;
 - b) la disponibilidad y redundancia de los sistemas de control digitales;
 - c) la disponibilidad y redundancia de la infraestructura de comunicaciones, y
 - d) los protocolos de comunicación.
3. Todos los GRT de un bloque de CFP establecerán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, requisitos adicionales de disponibilidad, fiabilidad y redundancia de la infraestructura técnica.
4. Cada GRT de una zona de CFP:
 - a) garantizará una calidad y disponibilidad suficientes del cálculo del ECRF;
 - b) supervisará la calidad en tiempo real del cálculo del ECRF;
 - c) adoptará medidas en caso de error de cálculo del ECRF, y
 - d) si el ECRF se determina mediante el ECZ, supervisará *ex post* la calidad del cálculo del ECRF, comparando, como mínimo cada año, el ECRF con los valores de referencia.

TÍTULO 4

GESTIÓN DEL CFP

Artículo 152

Estados de la red relacionados con la frecuencia del sistema

1. Cada GRT gestionará su zona de control con una reserva de potencia activa a subir y a bajar suficiente, que podrá incluir el intercambio o reparto de reservas, para hacer frente a los desequilibrios de la generación y la demanda dentro de su zona de control. Cada GRT controlará el ECRF, según la definición del artículo 143 al objeto de alcanzar la calidad de la frecuencia requerida dentro de la zona síncrona en cooperación con los GRT de la misma zona síncrona.
2. Cada GRT supervisará casi en tiempo real, en su zona de control, los programas de generación e intercambio, los flujos de potencia, las inyecciones y extracciones en los nodos y otros parámetros relevantes para la previsión de riesgos de desvío de frecuencia y adoptará, en coordinación con otros GRT de su zona síncrona, medidas conjuntas para limitar los efectos negativos sobre el balance entre generación y demanda.
3. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán un intercambio de datos en tiempo real, de conformidad con el artículo 42, que incluirá:
 - a) el estado de la red de transporte, de conformidad con el artículo 18, y
 - b) los datos de las mediciones en tiempo real del ECRF de los bloques de CFP y las zonas de CFP de la zona síncrona.
4. El supervisor de zona síncrona determinará el estado de la red en términos de frecuencia del sistema, de conformidad con el artículo 18, apartados 1 y 2.
5. El supervisor de zona síncrona velará por que todos los GRT de todas las zonas síncronas sean informados en caso de que el desvío de frecuencia del sistema cumpla uno de los criterios del estado de alerta a que se refiere el artículo 18.
6. Todos los GRT de una zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, normas comunes para la gestión del CFP en estado normal y en estado de alerta.
7. Todos los GRT de las zonas síncronas GB e IE/NI especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, los procedimientos operativos para tratar los casos de agotamiento de las RCF. En dichos procedimientos operativos, los GRT de la zona síncrona tendrán derecho a exigir cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda.

8. Los GRT de cada bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, los procedimientos operativos para tratar los casos de agotamiento de RRF o RS. En dichos procedimientos operativos, los GRT del bloque de CFP tendrán derecho a exigir cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda.
9. Los GRT de cada bloque de CFP harán todo lo posible por evitar ECRF cuya duración exceda del tiempo de recuperación de la frecuencia.
10. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, los procedimientos operativos para tratar los casos de estado de alerta debido a una vulneración de los límites de la frecuencia del sistema. El objetivo de tales procedimientos operativos será reducir el desvío de frecuencia del sistema para restablecer el estado normal y limitar el riesgo de estado de emergencia. Los procedimientos operativos incluirán el derecho de los GRT a desviarse de la obligación establecida en el artículo 143, apartado 1.
11. Si la red se encuentra en estado de alerta debido a la insuficiencia de reservas de potencia activa, de conformidad con el artículo 18, los GRT de los bloques de CFP afectados, en cooperación con el resto de los GRT de la zona síncrona y los GRT de otras zonas síncronas, intervendrán para restablecer y sustituir los niveles necesarios de reservas de potencia activa. A tal fin, los GRT de cada bloque de CFP tendrán derecho a exigir cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda, dentro de su zona de control, a fin de reducir o eliminar la vulneración de los requisitos relativos a la reserva de potencia activa.
12. Si el promedio del ECRF en 1 minuto de un bloque de CFP se sitúa por encima del rango de ECRF de nivel 2, como mínimo durante el tiempo necesario para recuperar la frecuencia, y si los GRT del bloque de CFP no prevén una reducción suficiente del ECRF mediante la adopción de las medidas previstas en el apartado 15, los GRT tendrán derecho a exigir cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, en sus respectivas zonas, para reducir el ECRF según lo previsto en el apartado 16.
13. En las zonas síncronas CE y Nórdica, si el ECRF de un bloque de CFP supera el 25 % del incidente de referencia de la zona síncrona durante más de 30 minutos consecutivos y si los GRT de dicho bloque de CFP no prevén una reducción suficiente del ECRF mediante la adopción de las medidas previstas en el apartado 15, los GRT exigirán cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, en sus respectivas zonas, para reducir el ECRF según lo previsto en el apartado 16.
14. El supervisor de bloque de CFP será responsable de determinar cualquier vulneración de los límites previstos en los apartados 12 y 13, e:
- informará a los demás GRT del bloque de CFP, y
 - junto con los GRT del bloque de CFP, aplicará medidas coordinadas para reducir el ECRF, las cuales se especificarán en el acuerdo operativo de bloque de CFP.
15. En los casos a que se refieren los apartados 11 a 13, todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, medidas para permitir que los GRT de un bloque de CFP reduzcan activamente el desvío de frecuencia mediante la activación transfronteriza de reservas. En los casos a que se refieren los apartados 11 a 13, los GRT de la zona síncrona harán todo lo posible por permitir a los GRT del bloque de CFP reducir su ECRF.
16. Los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, medidas para reducir el ECRF mediante cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda de su zona.

TÍTULO 5

RESERVAS PARA CONTENCIÓN DE LA FRECUENCIA (RCF)

Artículo 153

Dimensionamiento de las RCF

1. Todos los GRT de cada zona síncrona determinarán, como mínimo anualmente, la capacidad de reserva en RCF necesaria para la zona síncrona y la obligación de RCF iniciales de cada GRT, de conformidad con el apartado 2.

2. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán reglas de dimensionamiento, en el acuerdo operativo de zona síncrona, de conformidad con los siguientes criterios:
- a) la capacidad de reserva en RCF necesaria para la zona síncrona cubrirá, como mínimo, el incidente de referencia y, en el caso de las zonas síncronas CE y Nórdica, los resultados del método de dimensionamiento probabilístico de las RCF aplicado de conformidad con la letra c);
 - b) el tamaño del incidente de referencia se determinará de acuerdo con las siguientes condiciones:
 - i) en la zona síncrona CE, el incidente de referencia será de 3 000 MW en dirección positiva y de 3 000 MW en dirección negativa,
 - ii) en las zonas síncronas GB, IE/NI y Nórdica, el incidente de referencia será el mayor desequilibrio que pueda resultar de una variación instantánea de potencia activa, como la de un único módulo de generación de electricidad, una única instalación de demanda o un único interconector de HVDC, o de la desconexión de una línea de AC, o la pérdida instantánea máxima de consumo de potencia activa como consecuencia de la desconexión de uno o dos puntos de conexión; el incidente de referencia se determinará por separado para la dirección positiva y la dirección negativa;
 - c) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los GRT de la zona síncrona tendrán derecho a definir un método de dimensionamiento probabilístico de las RCF, teniendo en cuenta el patrón de carga, generación e inercia, incluida la emulación de inercia, así como los medios disponibles para aportar una inercia mínima en tiempo real, de conformidad con la metodología contemplada en el artículo 39, al objeto de que se reduzca la probabilidad de que se produzca una insuficiencia de RCF a una cada veinte años o menos, y
 - d) las cuotas de capacidad de reserva en RCF exigidas a cada GRT como obligación de RCF iniciales se basarán en la suma de la generación neta y el consumo de su zona de control, dividida por la suma de la generación y el consumo netos de la zona síncrona, en un período de un año.

Artículo 154

Requisitos técnicos mínimos de las RCF

1. Cada GRT de conexión de reservas velará por que las RCF se ajusten a las propiedades enumeradas para su zona síncrona en el cuadro del anexo V.
2. Todos los GRT de una zona síncrona tendrán derecho a especificar, en el acuerdo operativo de zona síncrona, propiedades adicionales comunes de las RCF requeridas para garantizar la seguridad de la operación en la zona síncrona, mediante un conjunto de parámetros técnicos y dentro de los rangos previstos en el artículo 15, apartado 2, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631 y en los artículos 27 y 28 del Reglamento (UE) 2016/1388. Dichas propiedades adicionales comunes de las RCF tendrán en cuenta la capacidad instalada, y la estructura y el patrón de consumo y generación de la zona síncrona. Los GRT aplicarán un período de transición para la introducción de propiedades adicionales, definido en consulta con los proveedores de RCF afectados.
3. El GRT de conexión de reservas tendrá derecho a establecer requisitos adicionales para los grupos proveedores de RCF dentro de los rangos previstos en el artículo 15, apartado 2, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631, y en los artículos 27 y 28 del Reglamento (UE) 2016/1388, para garantizar la seguridad de la operación. Dichos requisitos adicionales se basarán en consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de los módulos de generación de electricidad o las unidades de demanda que formen el grupo proveedor de RCF. El proveedor de RCF velará por que resulte posible supervisar la activación de RCF de las unidades proveedoras de RCF dentro de un grupo proveedor de reservas.
4. El GRT de conexión de reservas tendrá derecho a excluir a grupos proveedores de RCF de la provisión de RCF para garantizar la seguridad de la operación. Tal exclusión se basará en consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de los módulos de generación de electricidad o las unidades de demanda que formen el grupo proveedor de RCF.
5. Cada unidad proveedora de RCF y cada grupo proveedor de RCF tendrán un único GRT de conexión de reservas.
6. Cada unidad proveedora de RCF y cada grupo proveedor de RCF se ajustarán a las propiedades requeridas para las RCF en el cuadro del anexo V y a las propiedades o requisitos adicionales especificados de conformidad con los apartados 2 y 3 y activarán las RCF acordadas mediante un regulador proporcional que reaccione a los desvíos de frecuencia o, como alternativa, que se base en una característica de potencia-frecuencia lineal monótona por segmentos, en el caso de las RCF activadas por un relé. Estarán en condiciones de activar RCF dentro de los rangos de frecuencias especificados en el artículo 13, apartado 1, del Reglamento (UE) 2016/631.

7. Cada GRT de la zona síncrona CE velará por que la reacción combinada de RCF de una zona de CFP cumpla los siguientes requisitos:

- a) la activación de RCF no se demorará artificialmente y empezará lo antes posible tras un desvío de frecuencia;
- b) en caso de desvío de frecuencia igual o superior a 200 mHz, se suministrará en 15 segundos como máximo, el 50 %, como mínimo, de la capacidad completa de RCF;
- c) en caso de desvío de frecuencia igual o superior a 200 mHz, se suministrará en 30 segundos como máximo, el 100 % de la capacidad completa de RCF;
- d) en caso de desvío de frecuencia igual o superior a 200 mHz, la activación de la capacidad total de RCF aumentará, como mínimo, linealmente entre los 15 y los 30 segundos, y
- e) en caso de desvío de frecuencia inferior a 200 mHz, la correspondiente capacidad de RCF activada será como mínimo proporcional, con un comportamiento en el tiempo igual al previsto en las letras a) a d).

8. Cada GRT de conexión de reservas supervisará su contribución al PCF y su activación de RCF con respecto a su obligación de RCF, incluidas las unidades proveedoras de RCF y los grupos proveedores de RCF. Cada proveedor de RCF pondrá a disposición del GRT de conexión de reservas, respecto a cada una de sus unidades proveedoras de RCF y grupos proveedores de RCF, como mínimo la siguiente información:

- a) el estado, con marca de tiempo, que indique si las RCF están disponibles o no;
- b) los datos de potencia activa, con marca de tiempo, necesarios para verificar la activación de RCF, incluida la potencia activa instantánea, con marca de tiempo;
- c) el estatismo del regulador, en el caso de los módulos de generación de electricidad de tipo C y de tipo D, según la definición del artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, que ejerzan de unidades proveedoras de RCF, o su parámetro equivalente en el caso de los grupos proveedores de RCF constituidos por módulos de generación de electricidad de tipo A y/o de tipo B, según la definición del artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, y/o las unidades de demanda con control de la potencia activa por respuesta de la demanda, según la definición del artículo 28 del Reglamento (UE) 2016/1388.

9. Si la potencia máxima de las unidades agregadas es inferior a 1,5 MW y se puede verificar con claridad la activación de RCF, el proveedor de RCF tendrá derecho a agregar los datos respectivos de más de una unidad proveedora de RCF.

10. A instancias del GRT de conexión de reservas, el proveedor de RCF pondrá a disposición en tiempo real la información enumerada en el apartado 9, con una resolución temporal mínima de 10 segundos.

11. A instancias del GRT de conexión de reservas, y si así lo requiere la verificación de la activación de RCF, el proveedor de RCF pondrá a disposición los datos enumerados en el apartado 9 respecto a las instalaciones técnicas que formen parte de la misma unidad proveedora de RCF.

Artículo 155

Proceso de habilitación de RCF

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT elaborará un proceso de habilitación de RCF y publicará los pormenores de dicho proceso.

2. Los proveedores potenciales de RCF demostrarán al GRT de conexión de reservas que cumplen los requisitos técnicos y adicionales establecidos en el artículo 154, completando satisfactoriamente el proceso de habilitación de las unidades proveedoras potenciales de RCF o de los grupos proveedores potenciales de RCF, descrito en los apartados 3 a 6 del presente artículo.

3. El proveedor potencial de RCF presentará una solicitud formal al GRT de conexión de reservas, junto con la información requerida sobre las unidades o grupos proveedores potenciales de RCF. En el plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud, el GRT de conexión de reservas confirmará si esta está completa. Si el GRT de conexión de reservas considera que la solicitud está incompleta, el proveedor potencial de RCF deberá enviar la información adicional requerida en un plazo de cuatro semanas desde la recepción de la solicitud de información adicional. Si el proveedor potencial de RCF no facilita la información solicitada dentro de dicho plazo, la solicitud se considerará anulada.

4. En un plazo de tres meses a partir de la confirmación de que la solicitud está completa, el GRT de conexión de reservas evaluará la información facilitada y decidirá si las unidades o grupos proveedores potenciales de RCF cumplen los criterios para la habilitación de RCF. El GRT de conexión de reservas notificará su decisión al proveedor potencial de RCF.
5. Si el GRT de conexión de reservas ya ha verificado la conformidad con determinados requisitos del presente Reglamento, lo indicará en la habilitación.
6. La calificación de las unidades o grupos proveedores de RCF se revalorará:
 - a) como mínimo una vez cada cinco años;
 - b) en caso de que se hayan modificado los requisitos técnicos o de disponibilidad o los equipos, y
 - c) en caso de modernización de los equipos relacionados con la activación de RCF.

Artículo 156

Provisión de RCF

1. Cada GRT velará por la disponibilidad, como mínimo, de sus obligaciones de RCF acordadas entre todos los GRT de la misma zona síncrona, de conformidad con los artículos 153, 163, 173 y 174.
2. Todos los GRT de una zona síncrona determinarán, como mínimo una vez al año, el tamaño del factor K de la zona síncrona, teniendo en cuenta, al menos, los siguientes factores:
 - a) la capacidad de reserva en RCF, dividida por el desvío máximo de frecuencia en régimen permanente;
 - b) el autocontrol de la generación;
 - c) la autorregulación de la carga, teniendo en cuenta la contribución de conformidad con los artículos 27 y 28 del Reglamento (UE) 2016/1388;
 - d) la respuesta en la frecuencia de los interconectores de HVDC a la que se refiere el artículo 172, y
 - e) la activación del modo sensible a la limitación de la frecuencia y del modo sensible a la frecuencia, de conformidad con los artículos 13 y 15 del Reglamento (UE) 2016/631.
3. Todos los GRT de una zona síncrona que conste de más de una zona de CFP determinarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, las cuotas del factor K para cada zona de CFP, que se basarán, como mínimo, en:
 - a) las obligaciones de RCF iniciales;
 - b) el autocontrol de la generación;
 - c) la autorregulación de la carga;
 - d) el acoplamiento de frecuencias a través de HVDC entre zonas síncronas;
 - e) el intercambio de RCF.
4. Cada proveedor de RCF garantizará la disponibilidad continua de RCF, salvo en caso de indisponibilidad forzada de una unidad proveedora de RCF, durante el período en que esté obligado a proporcionar RCF.
5. Cada proveedor de RCF informará lo antes posible a su GRT de conexión de reservas de las variaciones en la disponibilidad real, total o parcial, de su unidad y/o grupo proveedor de RCF, que sea relevante para los resultados de la habilitación.
6. Cada GRT asegurará, o exigirá a sus proveedores de RCF que aseguren, que la pérdida de una unidad proveedora de RCF no ponga en peligro la seguridad de la operación, mediante las siguientes medidas:
 - a) limitando la cuota de RCF provistas por unidad proveedora de RCF al 5 % de la capacidad de reserva en RCF requerida en la totalidad de las zonas síncronas CE y Nórdica, respectivamente;

- b) excluyendo del proceso de dimensionamiento a las RCF provistas por la unidad que define el incidente de referencia de la zona síncrona, en el caso de las zonas síncronas GB, IE/NI y Nórdica, y
- c) sustituyendo, tan pronto como resulte técnicamente posible y de conformidad con las condiciones que defina el GRT de conexión de reservas, las RCF indisponibles debido a una indisponibilidad forzada o a la indisponibilidad de una unidad proveedora de RCF o de un grupo proveedor de RCF.

7. Una unidad o grupo proveedor de RCF con un reservorio de energía que no limite su capacidad para proveer de RCF activará sus RCF mientras persista el desvío de frecuencia. En el caso de las zonas síncronas GB e IE/NI, una unidad o grupo proveedor de RCF con un reservorio de energía que no limite su capacidad para proveer de RCF activará sus RCF hasta que active sus RRF o durante el período especificado en el acuerdo operativo de zona síncrona.

8. Una unidad o grupo proveedor de RCF con un reservorio de energía que limite su capacidad para proveer de RCF activará sus RCF mientras persista el desvío de frecuencia, salvo que su reservorio de energía esté agotado en dirección positiva o negativa. En el caso de las zonas síncronas GB e IE/NI, una unidad o grupo proveedor de RCF con un reservorio de energía que limite su capacidad para proveer de RCF activará sus RCF hasta que active sus RRF o durante el período especificado en el acuerdo operativo de zona síncrona.

9. En las zonas síncronas CE y Nórdica, cada proveedor de RCF velará por que las RCF de sus unidades o grupos proveedores de RCF con reservorios de energía limitados estén continuamente disponibles durante el estado normal. En las zonas síncronas CE y Nórdica, en cuanto se active el estado de alerta y durante este estado, cada proveedor de RCF velará por que sus unidades o grupos proveedores de RCF con reservorios de energía limitados estén en condiciones de proceder a la activación completa de las RCF de manera continua durante un período de tiempo que se definirá con arreglo a los apartados 10 y 11. Cuando no se haya definido un período de tiempo con arreglo a los apartados 10 y 11, cada proveedor de RCF velará por que las RCF de sus unidades o grupos proveedores de RCF con reservorios de energía limitados estén en condiciones de proceder a la activación completa de las RCF de manera continua durante al menos 15 minutos o, en caso de que los desvíos de frecuencia sean menores que un desvío de frecuencia que exija la activación completa de las RCF, durante un período de tiempo equivalente, o durante un período definido por cada GRT, que no será superior a 30 minutos ni inferior a 15 minutos.

10. En las zonas síncronas CE y Nórdica, los GRT elaborarán una propuesta relativa al período mínimo de activación que deban garantizar los proveedores de RCF. El período determinado no será superior a 30 minutos ni inferior a 15 minutos. La propuesta tomará plenamente en consideración los resultados del análisis de costes y beneficios realizado con arreglo al apartado 11.

11. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica propondrán los supuestos y la metodología para realizar el análisis de costes y beneficios, a fin de evaluar el período de tiempo durante el cual las unidades o grupos proveedores de RCF con reservorios de energía limitados deberán mantenerse disponibles durante el estado de alerta. En un plazo de doce meses a partir de la aprobación de los supuestos y las metodologías por parte de todas las autoridades reguladoras de la región de que se trate, los GRT de las zonas síncronas CE y Nórdica presentarán los resultados del análisis de costes y beneficios a las autoridades reguladoras afectadas, proponiendo un período de tiempo que no será superior a 30 minutos ni inferior a 15 minutos. El análisis de costes y beneficios tendrá en cuenta, como mínimo:

- a) la experiencia acumulada con diferentes horizontes temporales y cuotas de tecnologías emergentes en distintos bloques de CFP;
- b) el impacto de un período de tiempo dado sobre el coste total de las RCF en la zona síncrona;
- c) el impacto de un período de tiempo dado sobre los riesgos de estabilidad del sistema, en particular por sucesos de frecuencia prolongados o repetidos;
- d) el impacto del aumento del volumen total de RCF sobre los riesgos de estabilidad del sistema y el coste total de las RCF;
- e) el impacto del desarrollo tecnológico sobre los costes de los períodos de disponibilidad de RCF de sus unidades o grupos proveedores de RCF con reservorios de energía limitados.

12. El proveedor de RCF especificará las limitaciones del reservorio de energía de sus unidades o grupos proveedores de RCF en el proceso de habilitación con arreglo al artículo 155.

13. Un proveedor de RCF que utilice unidades o grupos proveedores de RCF con un reservorio de energía que limite su capacidad para proveer de RCF velará por la recuperación de los reservorios de energía, en las direcciones positiva o negativa, de conformidad con los siguientes criterios:

- a) en las zonas síncronas GB e IE/NL, el proveedor de RCF aplicará los métodos especificados en el acuerdo operativo de zona síncrona;
- b) en las zonas síncronas CE y Nórdica, el proveedor de RCF velará por una recuperación de los reservorios de energía lo más rápida posible, dentro de un plazo de dos horas a partir de la conclusión del estado de alerta.

TÍTULO 6

RESERVAS PARA RECUPERACIÓN DE LA FRECUENCIA (RRF)

Artículo 157

Dimensionamiento de las RRF

1. Todos los GRT de cada bloque de CFP establecerán reglas de dimensionamiento de las RRF en el acuerdo operativo de bloque de CFP.
2. Las reglas de dimensionamiento de las RRF comprenderán, como mínimo, los siguientes elementos:
 - a) en las zonas síncronas CE y Nórdica, todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF requerida del bloque de CFP sobre la base de registros históricos consecutivos que comprendan, como mínimo, los valores históricos de los desequilibrios del bloque de CFP. El muestreo de dichos registros históricos abarcará, al menos, el tiempo de recuperación de la frecuencia. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo;
 - b) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF suficiente del bloque de CFP para cumplir los parámetros objetivo actuales del ECRF con arreglo al artículo 128 respecto al período a que se refiere la letra a), sobre la base, como mínimo, de una metodología probabilística. Al aplicar dicha metodología probabilística, los GRT tendrán en cuenta las restricciones definidas en los acuerdos de reparto o intercambio de reservas que puedan derivarse de la vulneración de la seguridad de la operación y los requisitos de disponibilidad de RRF. Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán en cuenta cualquier cambio significativo previsto en la distribución de los desequilibrios en el bloque de CFP u otros factores relevantes con influencia en el período considerado;
 - c) al objeto de cumplir el requisito de la letra b), todos los GRT de un bloque de CFP determinarán la ratio de RRF automáticas y de RRF manuales, el tiempo de activación completa de las RRF automáticas y el tiempo de activación completa de las RRF manuales. A tal fin, el tiempo de activación completa de las RRF automáticas del bloque de CFP y el tiempo de activación completa de las RRF manuales del bloque de CFP no podrán exceder del tiempo necesario para recuperar la frecuencia;
 - d) los GRT de cada bloque de CFP determinarán el tamaño del incidente de referencia, que representará el mayor desequilibrio que podría derivarse de una variación instantánea de la potencia activa en un único módulo de generación de electricidad, una única instalación de demanda o un único interconector de HVDC, o de la desconexión de una línea de AC, en el bloque de CFP;
 - e) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva positiva en RRF, que no será inferior al incidente de dimensionamiento positivo del bloque de CFP;
 - f) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva negativa en RRF, que no será inferior al incidente de dimensionamiento negativo del bloque de CFP;
 - g) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF del bloque de CFP, las posibles limitaciones geográficas para su distribución dentro del bloque de CFP y las posibles limitaciones geográficas para el intercambio o reparto de reservas con otros bloques de CFP, con el fin de garantizar la seguridad de la operación;
 - h) todos los GRT de cada bloque de CFP velarán por que la capacidad de reserva positiva en RRF, o una combinación de capacidad de reserva en RRF y RS, sea suficiente para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de CFP durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a);

- i) todos los GRT de cada bloque de CFP velarán por que la capacidad de reserva negativa en RRF, o una combinación de capacidad de reserva en RRF y RS, sea suficiente para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de CFP durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a);
 - j) todos los GRT de cada bloque de CFP podrán reducir la capacidad de reserva positiva en RRF del bloque de CFP resultante del proceso de dimensionamiento de las RRF mediante el cierre de un acuerdo de reparto de RRF con otros bloques de CFP, de conformidad con las disposiciones del título 8. Dicho acuerdo de reparto estará sujeto a los siguientes requisitos:
 - i) en las zonas síncronas CE y Nórdica, la reducción de la capacidad de reserva positiva en RRF del bloque de CFP se limitará a la diferencia, si es positiva, entre el tamaño del incidente de dimensionamiento positivo y la capacidad de reserva en RRF requerida para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de CFP durante el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a); la reducción de la capacidad de reserva positiva no excederá del 30 % del tamaño del incidente de dimensionamiento positivo,
 - ii) en las zonas síncronas GB e IE/NI, los GRT del bloque de CFP evaluarán continuamente la capacidad de reserva positiva en RRF y el riesgo de no provisión debido al reparto;
 - k) todos los GRT de cada bloque de CFP podrán reducir la capacidad de reserva negativa en RRF del bloque de CFP resultante del proceso de dimensionamiento de las RRF mediante el cierre de un acuerdo de reparto de RRF con otros bloques de CFP, de conformidad con las disposiciones del título 8. Dicho acuerdo de reparto estará sujeto a los siguientes requisitos:
 - i) en las zonas síncronas CE y Nórdica, la reducción de la capacidad de reserva negativa en RRF del bloque de CFP se limitará a la diferencia, si es positiva, entre el tamaño del incidente de dimensionamiento negativo y la capacidad de reserva en RRF requerida para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de CFP durante el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a),
 - ii) en las zonas síncronas GB e IE/NI, los GRT del bloque de CFP evaluarán continuamente la capacidad de reserva negativa en RRF y el riesgo de no provisión debido al reparto.
3. Si el bloque de CFP comprende más de un GRT, todos los GRT de dicho bloque de CFP establecerán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, la distribución específica de responsabilidades entre los GRT de las zonas de CFP a efectos del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado 2.
4. Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán en todo momento suficiente capacidad de reserva en RRF, de conformidad con las reglas de dimensionamiento de las RRF. Los GRT del bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, un procedimiento de escalamiento para los casos de riesgo grave de que la capacidad de reserva en RRF en el bloque de CFP sea insuficiente.

Artículo 158

Requisitos técnicos mínimos de las RRF

1. Los requisitos técnicos mínimos de las RRF serán los siguientes:
 - a) cada unidad proveedora de RRF y cada grupo proveedor de RRF estarán conectados a un único GRT de conexión de reservas;
 - b) las unidades o grupos proveedores de RRF activarán las RRF de conformidad con el valor de consigna recibido del GRT instructor de la activación de reservas;
 - c) el GRT instructor de la activación de reservas será el GRT de conexión de reservas o un GRT designado por este en un acuerdo de intercambio de RRF con arreglo al artículo 165, apartado 3, o al artículo 171, apartado 4;
 - d) el retardo de activación de las RRF automáticas de las unidades o grupos proveedores de RRF automáticas no excederá de 30 segundos;

- e) los proveedores de RRF velarán por que se pueda supervisar la activación de las RRF de las unidades proveedoras de RRF de un grupo proveedor de reservas. A tal fin, estarán en condiciones de facilitar mediciones en tiempo real al GRT de conexión de reservas y al GRT instructor de la activación de reservas, en el punto de conexión o en otro punto de interacción acordado con el GRT de conexión de reservas, sobre:
- i) la generación de potencia activa, con marca de tiempo,
 - ii) la potencia activa instantánea, con marca de tiempo de;
 - cada unidad proveedora de RRF,
 - cada grupo proveedor de RRF, y
 - cada módulo de generación de electricidad o unidad de demanda de un grupo proveedor de RRF con una salida máxima de potencia activa igual o superior a 1,5 MW;
- f) las unidades o grupos proveedores de RRF automáticas serán capaces de activar su capacidad de reserva completa en RRF automáticas dentro del tiempo de activación completa de las RRF automáticas;
- g) las unidades o grupos proveedores de RRF manuales podrán activar su capacidad de reserva completa en RRF manuales dentro del tiempo de activación completa de las RRF manuales;
- h) los proveedores de RRF cumplirán los requisitos de disponibilidad de RRF, y
- i) las unidades o grupos proveedores de RRF cumplirán los requisitos en materia de rampas de variación del bloque de CFP.
2. Todos los GRT de cada bloque de CFP especificarán, respecto a su bloque de CFP, los requisitos de disponibilidad de RRF y los requisitos de calidad del control de las unidades o grupos proveedores de RRF en el acuerdo operativo de bloque de CFP con arreglo al artículo 119.
3. El GRT de conexión de reservas adoptará los requisitos técnicos de conexión de las unidades o grupos proveedores de RRF, a fin de garantizar la provisión segura de RRF.
4. Cada proveedor de RRF:
- a) velará por que sus unidades o grupos proveedores de RRF cumplan los requisitos técnicos mínimos de las RRF, los requisitos de disponibilidad de RRF y los requisitos en materia de rampas de variación de los apartados 1 a 3, e
 - b) informará lo antes posible a su GRT instructor de la activación de reservas acerca de toda reducción de la disponibilidad real de su unidad o grupo proveedor de RRF, o de una parte de este último.
5. Cada GRT instructor de la activación de reservas asegurará la supervisión del cumplimiento, por parte de sus unidades y grupos proveedores de RRF, de los requisitos técnicos mínimos de las RRF establecidos en el apartado 1, los requisitos de disponibilidad de RRF establecidos en el apartado 2, los requisitos en materia de rampas de variación establecidos en el apartado 1 y los requisitos de conexión establecidos en el apartado 3.

Artículo 159

Proceso de habilitación de RRF

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT desarrollará un proceso de habilitación de RRF, y aclarará y publicará sus detalles.
2. Los proveedores potenciales de RRF demostrarán al GRT de conexión de reservas o al GRT designado por este, en el acuerdo de intercambio de RRF, que cumplen los requisitos técnicos mínimos de las RRF establecidos en el artículo 158, apartado 1, los requisitos de disponibilidad de RRF establecidos en el artículo 158, apartado 2, los requisitos en materia de rampas de variación establecidos en el artículo 158, apartado 1, y los requisitos de conexión establecidos en el artículo 158, apartado 3, completando satisfactoriamente el proceso de habilitación de las unidades o grupos proveedores potenciales de RRF, descrito en los apartados 3 a 6 del presente artículo.

3. El proveedor potencial de RRF presentará una solicitud formal al GRT de conexión de reservas relevante o al GRT designado, junto con la información requerida sobre las unidades o grupos proveedores potenciales de RRF. En un plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud, el GRT de conexión de reservas o el GRT designado confirmará si esta está completa. Si el GRT de conexión de reservas o el GRT designado considera que la solicitud está incompleta, solicitará información adicional, y el proveedor potencial de RRF deberá enviar la información adicional requerida en un plazo de cuatro semanas desde la recepción de la solicitud de información adicional. Si el proveedor potencial de RRF no facilita la información solicitada dentro de dicho plazo, la solicitud se considerará retirada.
4. En un plazo de tres meses a partir de la fecha en que el GRT de conexión de reservas o el GRT designado confirme que la solicitud está completa, el GRT de conexión de reservas o el GRT designado evaluará la información facilitada y decidirá si las unidades o grupos proveedores potenciales de RRF cumplen los criterios para la habilitación de RRF. El GRT de conexión de reservas o el GRT designado notificará su decisión al proveedor potencial de RRF.
5. La calificación de las unidades o grupos proveedores de RRF por parte del GRT de conexión de reservas o el GRT designado será válida para todo el bloque de CFP.
6. La calificación de las unidades o grupos proveedores de RRF se reevaluará:
 - a) como mínimo una vez cada cinco años, y
 - b) en caso de que se hayan modificado los requisitos técnicos o de disponibilidad o los equipos.
7. Para garantizar la seguridad de la operación, el GRT de conexión de reservas tendrá derecho a excluir a grupos proveedores de RRF de la provisión de RRF sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de los módulos de generación de electricidad o las unidades de demanda que pertenezcan a un grupo proveedor de RRF.

TÍTULO 7

RESERVAS PARA SUSTITUCIÓN

Artículo 160

Dimensionamiento de las RS

1. Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán derecho a aplicar un PSR.
2. Para ajustarse a los parámetros objetivo del ECRF a que se refiere el artículo 128, todos los GRT de un bloque de CFP con un PSR que apliquen un proceso de dimensionamiento combinado de RRF y RS a fin de cumplir los requisitos del artículo 157, apartado 2, definirán las reglas de dimensionamiento de las RS en el acuerdo operativo de bloque de CFP.
3. Las reglas de dimensionamiento de las RS cumplirán, como mínimo, los siguientes requisitos:
 - a) en las zonas síncronas CE y Nórdica, la capacidad de reserva positiva en RS será suficiente para recuperar la cantidad necesaria de RRF positivas; en las zonas síncronas GB e IR/NI, la capacidad de reserva positiva en RS será suficiente para recuperar la cantidad necesaria de RCF positivas y RRF positivas;
 - b) en las zonas síncronas CE y Nórdica, la capacidad de reserva negativa en RS será suficiente para recuperar la cantidad necesaria de RRF negativas; en las zonas síncronas GB e IR/NI, la capacidad de reserva negativa en RS será suficiente para recuperar la cantidad necesaria de RCF negativas y RRF negativas;
 - c) la capacidad de reserva en RS será suficiente cuando se tenga en cuenta para dimensionar la capacidad de reserva en RRF a fin de cumplir el objetivo de calidad del ECRF respecto al período de que se trate, y
 - d) al determinar la capacidad de reserva en RS, se garantizará la seguridad de la operación dentro del bloque de CFP.

4. Todos los GRT de un bloque de CFP podrán reducir la capacidad de reserva positiva en RS del bloque de CFP resultante del proceso de dimensionamiento de las RS mediante el cierre de un acuerdo de reparto de RS con otros bloques de CFP, respecto a dicha capacidad de reserva positiva en RS, de conformidad con las disposiciones de la parte IV, título 8. El GRT receptor de capacidad de control limitará la reducción de su capacidad de reserva positiva en RS, a fin de garantizar:

- a) que sigue en condiciones de cumplir los parámetros objetivo del ECRF establecidos en el artículo 128;
- b) que no se pone en peligro la seguridad de la operación, y
- c) que la reducción de la capacidad de reserva positiva en RS no excede de la capacidad restante de reserva positiva en RS del bloque de CFP.

5. Todos los GRT de un bloque de CFP podrán reducir la capacidad de reserva negativa en RS del bloque de CFP resultante del proceso de dimensionamiento de las RS mediante el cierre de un acuerdo de reparto de RS con otros bloques de CFP, respecto a dicha capacidad de reserva negativa en RS, de conformidad con las disposiciones de la parte IV, título 8. El GRT receptor de capacidad de control limitará la reducción de su capacidad de reserva negativa en RS, a fin de garantizar:

- a) que sigue en condiciones de cumplir los parámetros objetivo del ECRF establecidos en el artículo 128;
- b) que no se pone en peligro la seguridad de la operación, y
- c) que la reducción de la capacidad de reserva negativa en RS no excede de la capacidad restante de reserva negativa en RS del bloque de CFP.

6. Si un bloque de CFP es gestionado por más de un GRT y el proceso es necesario para el bloque de CFP, todos los GRT de dicho bloque especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, la distribución de responsabilidades entre los GRT de las distintas zonas de CFP en la aplicación de las reglas de dimensionamiento establecidas en el apartado 3.

7. Los GRT tendrán en todo momento suficiente capacidad de reserva en RS, de conformidad con las reglas de dimensionamiento de las RS. Los GRT del bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, un procedimiento de escalamiento para los casos de riesgo grave de que la capacidad de reserva en RS en el bloque de CFP sea insuficiente.

Artículo 161

Requisitos técnicos mínimos de las RS

1. Las unidades y grupos proveedores de RS cumplirán los siguientes requisitos técnicos mínimos:

- a) estarán conectados a un único GRT de conexión de reservas;
- b) activarán las RS de conformidad con el valor de consigna recibido del GRT instructor de la activación de reservas;
- c) el GRT instructor de la activación de reservas será el GRT de conexión de reservas o un GRT designado por este en un acuerdo de intercambio de RS con arreglo al artículo 165, apartado 3, o al artículo 171, apartado 4;
- d) activarán la capacidad de reserva completa en RS sin exceder del tiempo de activación definido por el GRT instructor de la activación de reservas;
- e) desactivarán las RS de conformidad con el valor de consigna recibido del GRT instructor de la activación de reservas;
- f) los proveedores de RS velarán por que se pueda supervisar la activación de las RS de las unidades proveedoras de RS de un grupo proveedor de reservas. A tal fin, estarán en condiciones de suministrar mediciones en tiempo real al GRT de conexión de reservas y al GRT instructor de la activación de reservas, en el punto de conexión o en otro punto de interacción acordado con el GRT de conexión de reservas, sobre:
 - i) la generación de potencia activa programada, con marca de tiempo, de cada unidad y grupo proveedor de RS y de cada módulo de generación de electricidad y cada unidad de demanda de un grupo proveedor de RS con una salida máxima de potencia activa igual o superior a 1,5 MW,
 - ii) la potencia activa instantánea, con marca de tiempo, de cada unidad y grupo proveedor de RS y de cada módulo de generación de electricidad y cada unidad de demanda de un grupo proveedor de RS con una salida máxima de potencia activa igual o superior a 1,5 MW;

- g) cumplirán los requisitos de disponibilidad de RS.
2. Todos los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, los requisitos de disponibilidad de RS y los requisitos de calidad del control de las unidades y grupos proveedores de RS.
3. El GRT de conexión de reservas adoptará los requisitos técnicos de conexión de las unidades y grupos proveedores de RS, en la descripción del proceso de habilitación, que garanticen la provisión segura de RS.
4. Cada proveedor de RS:
- a) velará por que sus unidades o grupos proveedores de RS cumplan los requisitos técnicos mínimos de las RS y los requisitos de disponibilidad de RS a que se refieren los apartados 1 a 3, e
- b) informará lo antes posible a su GRT instructor de la activación de reservas acerca de toda reducción de la disponibilidad real o de toda indisponibilidad forzada de su unidad o grupo proveedor de RS, o de una parte de este último.
5. Cada GRT instructor de la activación de reservas velará por el cumplimiento, por parte de sus unidades y grupos proveedores de RS, de los requisitos técnicos de las RS, los requisitos de disponibilidad de RS y los requisitos de conexión a que se refiere el presente artículo.

Artículo 162

Proceso de habilitación de RS

1. En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, cada GRT de un bloque de CFP que haya aplicado un PSR elaborará un proceso de habilitación de RS, y aclarará y publicará sus detalles.
2. Los proveedores potenciales de RS demostrarán al GRT de conexión de reservas o la GRT designado por este, en el acuerdo de intercambio de RS, que cumplen los requisitos técnicos mínimos de las RS, los requisitos de disponibilidad de RS y los requisitos de conexión a que se refiere el artículo 161, completando satisfactoriamente el proceso de habilitación de las unidades o grupos proveedores de RS, descrito en los apartados 3 a 6 del presente artículo.
3. El proveedor potencial de RS presentará una solicitud formal al GRT de conexión de reservas o al GRT designado relevante, junto con la información requerida sobre las unidades o grupos proveedores potenciales de RS. En un plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud, el GRT de conexión de reservas o el GRT designado confirmará si esta está completa. Si el GRT de conexión de reservas o el GRT designado considera que la solicitud está incompleta, el proveedor potencial de RS deberá enviar la información adicional requerida en un plazo de cuatro semanas desde la recepción de la solicitud de información adicional. Si el proveedor potencial de RS no facilita la información solicitada dentro de dicho plazo, la solicitud se considerará retirada.
4. En un plazo de tres meses a partir de la confirmación de que la solicitud está completa, el GRT de conexión de reservas o el GRT designado evaluará la información facilitada y decidirá si las unidades o grupos proveedores potenciales de RS cumplen los criterios para la habilitación de RS. El GRT de conexión de reservas o el GRT designado notificará su decisión al proveedor potencial de RS.
5. La calificación de las unidades o grupos proveedores de RS se revalorará:
- a) como mínimo una vez cada cinco años, y
- b) en caso de que se hayan modificado los requisitos técnicos o de disponibilidad o los equipos.
6. Para garantizar la seguridad de la operación, el GRT de conexión de reservas tendrá derecho a excluir a grupos proveedores de RS de la provisión de RS sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de los módulos de generación de electricidad o las unidades de demanda que formen un grupo proveedor de RS.

TÍTULO 8

INTERCAMBIO Y REPARTO DE RESERVAS

CAPÍTULO 1

Intercambio y reparto de reservas dentro de una zona síncrona

Artículo 163

Intercambio de RCF dentro de una zona síncrona

1. Todos los GRT que participen en el intercambio de RCF dentro de una zona síncrona cumplirán los requisitos establecidos en los apartados 2 a 9. El intercambio de RCF implica la transferencia de una obligación de RCF del GRT receptor de reservas al GRT de conexión de reservas respecto a la capacidad de reserva en RCF correspondiente.
2. Todos los GRT que participen en el intercambio de RCF dentro de una zona síncrona respetarán los límites y requisitos aplicables al intercambio de RCF dentro de la zona síncrona establecidos en el cuadro del anexo VI.
3. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas notificarán el intercambio de RCF de conformidad con el artículo 150.
4. Todo GRT de conexión de reservas, GRT receptor de reservas o GRT afectado que participe en el intercambio de RCF podrá negarse a intercambiar RCF si con ello se generarían flujos de potencia que vulnerarían los límites de seguridad de la operación al activarse la capacidad de reserva en RCF sujeta al intercambio de RCF.
5. Cada GRT afectado verificará que su margen de seguridad, establecido de conformidad con el artículo 22 del Reglamento (UE) 2015/1222, es suficiente para acomodar los flujos de potencia resultantes de la activación de la capacidad de reserva en RCF sujeta al intercambio de RCF.
6. Todos los GRT de una zona de CFP ajustarán los parámetros de cálculo de su ECRF para tener en cuenta el intercambio de RCF.
7. El GRT de conexión de reservas será responsable de los requisitos a que se refieren los artículos 154 y 156 con respecto a la capacidad de reserva en RCF sujeta al intercambio de RCF.
8. La unidad o grupo proveedor de RCF será responsable de la activación de las RCF ante el GRT de conexión de reservas.
9. Los GRT afectados velarán por que el intercambio de RCF no impida a ningún GRT cumplir los requisitos en materia de reservas contemplados en el artículo 156.

Artículo 164

Reparto de RCF dentro de una zona síncrona

Un GRT no repartirá RCF con otros GRT de su zona síncrona para cumplir su obligación de RCF ni para reducir la cantidad total de RCF de la zona síncrona, de conformidad con el artículo 153.

Artículo 165

Requisitos generales para el intercambio de RRF y RS dentro de una zona síncrona

1. Todos los GRT de una zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, el GRT receptor de reservas y el GRT afectado en el intercambio de RRF y/o RS.
2. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas notificarán el intercambio de RRF/RS de conformidad con los requisitos de notificación establecidos en el artículo 150.

3. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas que participen en el intercambio de RRF/RS especificarán sus funciones y responsabilidades en un acuerdo de intercambio de RRF/RS, en particular:
- la responsabilidad del GRT instructor de la activación de reservas respecto a la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al intercambio de RRF/RS;
 - la cantidad de capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al intercambio de RRF/RS;
 - la aplicación del proceso de activación transfronteriza de RRF/RS, de conformidad con los artículos 147 y 148;
 - los requisitos técnicos mínimos de las RRF/RS en relación con el proceso de activación transfronteriza de RRF/RS, cuando el GRT de conexión de reservas no sea el GRT instructor de la activación de reservas;
 - la aplicación del proceso de habilitación de RRF/RS respecto a la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta a intercambio de conformidad con los artículos 159 y 162;
 - la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de los requisitos técnicos y los requisitos de disponibilidad de RRF/RS respecto a la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta a intercambio, de conformidad con el artículo 158, apartado 5, y con el artículo 161, apartado 5, y
 - los procedimientos para garantizar que el intercambio de RRF/RS no genera flujos de potencia que vulneren los límites de seguridad de la operación.
4. Todo GRT de conexión de reservas, GRT receptor de reservas o GRT afectado que participe en el intercambio de RRF o RS podrá negarse al intercambio a que se refiere el apartado 2 si con ello se generarían flujos de potencia que vulnerarían los límites de seguridad de la operación al activarse la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al intercambio de RRF o RS.
5. Los GRT afectados velarán por que el intercambio de RRF/RS no impida a ningún GRT cumplir los requisitos en materia de reservas contemplados en las reglas de dimensionamiento de las RRF o las RS establecidas en los artículos 157 y 160.
6. Todos los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, del GRT receptor de reservas y del GRT afectado en el intercambio de RRF y/o RS con GRT de otros bloques de CFP.

Artículo 166

Requisitos generales para el reparto de RRF y RS dentro de una zona síncrona

- Todos los GRT de una zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, del GRT receptor de capacidad de control y del GRT afectado en el reparto de RRF/RS.
- El GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control notificarán el reparto de RRF/RS de conformidad con los requisitos de notificación establecidos en el artículo 150.
- El GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control que participen en el intercambio de RRF/RS especificarán sus funciones y responsabilidades en un acuerdo de reparto de RRF/RS, en particular:
 - la cantidad de capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS;
 - la aplicación del proceso de activación transfronteriza de RRF/RS, de conformidad con los artículos 147 y 148;
 - los procedimientos para garantizar que la activación de la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS no genera flujos de potencia que vulneren los límites de seguridad de la operación.

4. Todo GRT proveedor de capacidad de control, GRT receptor de capacidad de control o GRT afectado que participe en el reparto de RRF/R podrá negarse a repartir RRF/RS si con ello se generarían flujos de potencia que vulnerarían los límites de seguridad de la operación al activarse la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS.
5. En caso de reparto de RRF/RS, el GRT proveedor de capacidad de control pondrá a disposición del GRT receptor de capacidad de control una parte de su propia capacidad de reserva en RRF y RS requerida para cumplir sus requisitos en materia de RRF y/o RS resultantes de las reglas de dimensionamiento de las RRF/RS establecidas en los artículos 157 y 160. El GRT proveedor de capacidad de control podrá ser:
- el GRT instructor de la activación de reservas respecto a la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS, o
 - el GRT con acceso a su capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS a través de un proceso de activación transfronteriza de RRF/RS en el marco de un acuerdo de intercambio de RRF/RS.
6. El GRT receptor de capacidad de control será responsable de resolver los incidentes y desequilibrios en caso de que la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS esté indisponible debido a:
- restricciones para proporcionar la recuperación de la frecuencia o ajustar el programa de control en relación con la seguridad de la operación, y
 - el uso total o parcial de la capacidad de reserva en RRF y RS por parte del GRT proveedor de capacidad de control.
7. Todos los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, del GRT receptor de capacidad de control y del GRT afectado en el reparto de RRF y RS con los GRT de otros bloques de CFP.

Artículo 167

Intercambio de RRF dentro de una zona síncrona

Todos los GRT de una zona síncrona que conste de más de un bloque de CFP que participe en el intercambio de RRF dentro de la zona síncrona cumplirán los requisitos y límites del intercambio de RRF establecidos en el cuadro del anexo VII.

Artículo 168

Reparto de RRF dentro de una zona síncrona

Cada GRT de un bloque de CFP tendrá derecho a repartir RRF con otros bloques de CFP de su zona síncrona, de conformidad con los límites previstos en las reglas de dimensionamiento de las RRF establecidas en el artículo 157, apartado 1, y con el artículo 166.

Artículo 169

Intercambio de RS dentro de una zona síncrona

Todos los GRT de una zona síncrona que conste de más de un bloque de CFP que participe en el intercambio de RS dentro de la zona síncrona respetarán los requisitos y límites aplicables al intercambio de RS establecidos en el cuadro del anexo VIII.

Artículo 170

Reparto de RS dentro de una zona síncrona

Cada GRT de un bloque de CFP tendrá derecho a repartir RS con otros bloques de CFP de su zona síncrona, de conformidad con los límites previstos en las reglas de dimensionamiento de las RS establecidas en el artículo 160, apartados 4 y 5, y con el artículo 166.

CAPÍTULO 2

Intercambio y reparto de reservas entre zonas síncronas

Artículo 171

Requisitos generales

1. Cada gestor y/o propietario de un interconector de HVDC que interconecte zonas síncronas proporcionará a los GRT de conexión la capacidad de intercambiar y repartir RCF, RRF y RS en caso de que esta tecnología esté instalada.
2. Todos los GRT de la zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, las funciones y responsabilidades del GRT de conexión de reservas, del GRT receptor de reservas y del GRT afectado en el intercambio de reservas, así como del GRT proveedor de capacidad de control, del GRT receptor de capacidad de control y del GRT afectado en el reparto de reservas entre zonas síncronas.
3. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas, o el GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control notificarán el intercambio o el reparto de RCF, RRF o RS de conformidad con el artículo 150.
4. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas que participen en el intercambio de reservas especificarán sus funciones y responsabilidades en un acuerdo de intercambio, en particular:
 - a) la responsabilidad del GRT instructor de la activación de reservas sobre la capacidad de reserva sujeta al intercambio de reservas;
 - b) la cantidad de capacidad de reserva sujeta al intercambio de reservas;
 - c) la aplicación del proceso de activación transfronteriza de RRF/RS, de conformidad con los artículos 147 y 148;
 - d) la aplicación del proceso de habilitación respecto a la capacidad de reserva sujeta al intercambio de reservas, de conformidad con los artículos 155, 159 y 162;
 - e) la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de los requisitos técnicos y los requisitos de disponibilidad de la capacidad de reserva sujeta al intercambio de reservas, de conformidad con el artículo 158, apartado 5, y con el artículo 161, apartado 5, y
 - f) los procedimientos para garantizar que el intercambio de reservas no genera flujos de potencia que vulneren los límites de seguridad de la operación.
5. El GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control que participen en el reparto de reservas especificarán sus funciones y responsabilidades en un acuerdo de reparto, en particular:
 - a) la cantidad de capacidad de reserva sujeta al reparto de reservas;
 - b) la aplicación del proceso de activación transfronteriza de RRF/RS, de conformidad con los artículos 147 y 148, y
 - c) los procedimientos para garantizar que el reparto de reservas no genera flujos de potencia que vulneren los límites de seguridad de la operación.
6. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas que participen en el intercambio de reservas, o el GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control que participen en el reparto de reservas, elaborarán y adoptarán un acuerdo de gestión y coordinación de HVDC con los propietarios y/o gestores de interconectores de HVDC o con entidades jurídicas que integren a propietarios y/o gestores de interconectores de HVDC que incluya:
 - a) las interacciones en todas las fases, incluidas la planificación y la activación;
 - b) el factor de sensibilidad MW/Hz y la función de respuesta lineal/dinámica o estática/escalonada de cada interconector de HVDC que conecte zonas síncronas, y
 - c) la distribución/interacción de estas funciones, a través de múltiples ejes de HVDC, entre las zonas síncronas.
7. Todo GRT de conexión de reservas, GRT receptor de reservas, GRT proveedor de capacidad de control, GRT receptor de capacidad de control o GRT afectado que participe en el intercambio o reparto de reservas podrá negarse al intercambio o al reparto de reservas si con ello se generarían flujos de potencia que vulnerarían los límites de seguridad de la operación en el momento al activarse la capacidad de reserva sujeta al intercambio o reparto de reservas.

8. Los GRT implicados velarán por que el intercambio de reservas entre zonas síncronas no impida a ningún GRT cumplir los requisitos en materia de reservas establecidos en los artículos 153, 157 y 160.

9. El GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas, y el GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control, especificarán, en un acuerdo de intercambio o en un acuerdo de reparto, los procedimientos aplicables en caso de que el intercambio o reparto de reservas entre zonas síncronas no pueda ejecutarse en tiempo real.

Artículo 172

Acoplamiento de frecuencias entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de las zonas síncronas conectadas a través de un interconector de HVDC tendrán derecho a aplicar un proceso de acoplamiento de frecuencias para ofrecer una respuesta combinada a las variaciones de frecuencia. Los GRT podrán utilizar el proceso de acoplamiento de frecuencias para posibilitar el intercambio y/o reparto de RCF entre zonas síncronas.

2. Los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, la configuración técnica del proceso de acoplamiento de frecuencias. Este proceso tendrá en cuenta:

- a) el impacto operativo entre las zonas síncronas;
- b) la estabilidad del PCF de la zona síncrona;
- c) la capacidad de los GRT de la zona síncrona para ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia definidos con arreglo al artículo 127, y
- d) la seguridad de la operación.

3. Cada gestor de un interconector de HVDC controlará el flujo de potencia activa a través del interconector de HVDC de conformidad con el proceso de acoplamiento de frecuencias aplicado.

Artículo 173

Intercambio de RCF entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de una zona síncrona que participe en un proceso de acoplamiento de frecuencias tendrán derecho a aplicar el proceso de intercambio de RCF para intercambiar RCF entre zonas síncronas.

2. Todos los GRT de zonas síncronas que participen en el intercambio de RCF entre zonas síncronas organizarán dicho intercambio de manera que permita a los GRT de una zona síncrona recibir de otra zona síncrona una parte de la capacidad total de reserva en RCF requerida para su zona síncrona, de conformidad con el artículo 153.

3. La parte de la capacidad total de reserva en RCF requerida para la zona síncrona en la que se intercambie será proporcionada en la segunda zona síncrona, sumada a la capacidad total de reserva en RCF requerida para esa segunda zona síncrona, de conformidad con el artículo 153.

4. Todos los GRT de la zona síncrona especificarán los límites al intercambio de RCF en el acuerdo operativo de zona síncrona.

5. Todos los GRT de las zonas síncronas implicadas especificarán las condiciones del intercambio de RCF en un acuerdo de intercambio de RCF.

Artículo 174

Reparto de RCF entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de una zona síncrona que participe en un proceso de acoplamiento de frecuencias tendrán derecho a aplicar ese proceso para repartir RCF entre las zonas síncronas.

2. Todos los GRT de la zona síncrona establecerán los límites al reparto de RCF en el acuerdo operativo de zona síncrona, de conformidad con los siguientes criterios:
 - a) en las zonas síncronas CE y Nórdica, todos los GRT velarán por que la suma de las RCF provistas en la zona síncrona y las procedentes de otras zonas síncronas en el marco del intercambio de RCF cubra, como mínimo, el incidente de referencia;
 - b) en las zonas síncronas GB e IE/NL, todos los GRT especificarán una metodología que determine la provisión mínima de capacidad de reserva en RCF en la zona síncrona.
3. Todos los GRT de las zonas síncronas implicadas especificarán las condiciones del reparto de RCF entre dichas zonas síncronas en sus respectivos acuerdos operativos de zona síncrona.

Artículo 175

Requisitos generales para el reparto de RRF y RS entre zonas síncronas

1. En caso de reparto de RRF o RS, el GRT proveedor de capacidad de control pondrá a disposición del GRT receptor de capacidad de control una parte de su propia capacidad de reserva en RRF y RS requerida para cumplir sus requisitos en materia de reservas en RRF y/o RS derivados de las reglas de dimensionamiento de las RRF/RS establecidas en los artículos 157 y 160. El GRT proveedor de capacidad de control podrá ser:
 - a) el GRT instructor de la activación de reservas respecto a la capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF o RS, o
 - b) el GRT con acceso a su capacidad de reserva en RRF y RS sujeta al reparto de RRF/RS a través de un proceso de activación transfronteriza de RRF/RS en el marco de un acuerdo de intercambio de RRF/RS.
2. Todos los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, las funciones y responsabilidades del GRT proveedor de capacidad de control, del GRT receptor de capacidad de control y del GRT afectado en el reparto de RRF y RS con los GRT de otros bloques de CFP de otras zonas síncronas.

Artículo 176

Intercambio de RRF entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, un método para determinar los límites al intercambio de RRF con otras zonas síncronas. Dicho método tendrá en cuenta:
 - a) el impacto en la operación entre las zonas síncronas;
 - b) la estabilidad del PRF de la zona síncrona;
 - c) la capacidad de los GRT de la zona síncrona para ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia definidos con arreglo al artículo 127 y a los parámetros objetivo del ECRF definidos con arreglo al artículo 128, y
 - d) la seguridad de la operación.
2. Todos los GRT de los bloques de CFP que participen en el intercambio de RRF entre zonas síncronas organizarán dicho intercambio de modo que los GRT de un bloque de CFP de la primera zona síncrona puedan recibir de un bloque de CFP de la segunda zona síncrona una parte de la capacidad total de reserva en RRF requerida para su bloque de CFP, determinada de conformidad con el artículo 157, apartado 1.
3. La parte de la capacidad total de reserva en RCF requerida para el bloque de CFP de la zona síncrona donde tenga lugar el intercambio será proporcionada por el bloque de CFP de la segunda zona síncrona, sumada a la capacidad total de reserva en RRF requerida para ese segundo bloque de CFP, de conformidad con el artículo 157, apartado 1.

4. Cada gestor de un interconector de HVDC controlará el flujo de potencia activa a través del interconector de HVDC siguiendo las instrucciones facilitadas por el GRT de conexión de reservas o por el GRT receptor de reservas, de conformidad con los requisitos técnicos mínimos de las RRF a que se refiere el artículo 158.

5. Todos los GRT de los bloques de CFP a los que pertenezcan el GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas especificarán las condiciones del intercambio de RRF en un acuerdo de intercambio de RRF.

Artículo 177

Reparto de RRF entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de cada zona síncrona especificarán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, un método para determinar los límites al reparto de RRF con otras zonas síncronas. Dicho método tendrá en cuenta:

- a) el impacto en la operación entre las zonas síncronas;
- b) la estabilidad del PRF de la zona síncrona;
- c) la reducción máxima de RRF que puede tenerse en cuenta en el dimensionamiento de las RRF, de conformidad con el artículo 157, como resultado del reparto de RRF;
- d) la capacidad de la zona síncrona para ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia definidos con arreglo al artículo 127 y a los parámetros objetivo del ECRF definidos con arreglo al artículo 128, y
- e) la seguridad de la operación.

2. Todos los GRT de los bloques de CFP que participen en el reparto de RRF entre zonas síncronas organizarán dicho intercambio de modo que los GRT de un bloque de CFP de la primera zona síncrona puedan recibir de un bloque de CFP de la segunda zona síncrona una parte de la capacidad total de reserva en RRF requerida para su bloque de CFP, determinada de conformidad con el artículo 157, apartado 1.

3. Cada gestor de un interconector de HVDC controlará el flujo de potencia activa a través del interconector de HVDC siguiendo las instrucciones facilitadas por el GRT proveedor de capacidad de control o por el GRT receptor de capacidad de control, de conformidad con los requisitos técnicos mínimos de las RRF a que se refiere el artículo 158, apartado 1.

4. Todos los GRT de los bloques de CFP a los que pertenezcan el GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control especificarán las condiciones del reparto de RRF en un acuerdo de reparto de RRF.

Artículo 178

Intercambio de RS entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de cada zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, un método para determinar los límites al intercambio de RS con otras zonas síncronas. Dicho método tendrá en cuenta:

- a) el impacto en la operación entre las zonas síncronas;
- b) la estabilidad del PSR de la zona síncrona;
- c) la capacidad de la zona síncrona para ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia definidos con arreglo al artículo 127 y a los parámetros objetivo del ECRF definidos con arreglo al artículo 128, y
- d) la seguridad de la operación.

2. Todos los GRT de los bloques de CFP que participen en el intercambio de RS entre zonas síncronas organizarán dicho intercambio de modo que los GRT de un bloque de CFP de la primera zona síncrona puedan recibir de un bloque de CFP de la segunda zona síncrona una parte de la capacidad total de reserva en RS requerida para su bloque de CFP, determinada de conformidad con el artículo 160, apartado 2.

3. La parte de la capacidad total de reserva en RS requerida para el bloque de CFP de la zona síncrona donde tenga lugar el intercambio será proporcionada por el bloque de CFP de la segunda zona síncrona, sumada a la capacidad total de reserva en RS requerida para ese segundo bloque de CFP, determinada de conformidad con el artículo 160, apartado 2.
4. Cada gestor de un interconector de HVDC controlará el flujo de potencia activa a través del interconector de HVDC siguiendo las instrucciones facilitadas por el GRT de conexión de reservas o por el GRT receptor de reservas, de conformidad con los requisitos técnicos mínimos de las RS a que se refiere el artículo 161.
5. Todos los GRT de los bloques de CFP a los que pertenezcan el GRT de conexión de reservas y el GRT receptor de reservas especificarán las condiciones del intercambio de RS en un acuerdo de intercambio de RS.

Artículo 179

Reparto de RS entre zonas síncronas

1. Todos los GRT de cada zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, un método para determinar los límites al reparto de RS con otras zonas síncronas. Dicho método tendrá en cuenta:
 - a) el impacto operativo entre las zonas síncronas;
 - b) la estabilidad del PSR de la zona síncrona;
 - c) la reducción máxima de RS que puede tenerse en cuenta en el dimensionamiento de las RS, de conformidad con el artículo 160, como resultado del reparto de RS;
 - d) la capacidad de los GRT de la zona síncrona para ajustarse a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia definidos con arreglo al artículo 127 y la capacidad de los bloques de CFP para ajustarse a los parámetros objetivo del ECRF definidos con arreglo al artículo 128, y
 - e) la seguridad de la operación.
2. Todos los GRT de los bloques de CFP que participen en el reparto de RS entre zonas síncronas organizarán dicho reparto de manera que los GRT de un bloque de CFP de la primera zona síncrona puedan recibir de un bloque de CFP de la segunda zona síncrona una parte de la capacidad total de reserva total en RS requerida para su bloque de CFP, determinada de conformidad con el artículo 160, apartado 2.
3. Cada gestor de un interconector de HVDC controlará el flujo de potencia activa a través del interconector de HVDC siguiendo las instrucciones facilitadas por el GRT proveedor de capacidad de control o por el GRT receptor de capacidad de control, de conformidad con los requisitos técnicos mínimos de las RS a que se refiere el artículo 161.
4. Todos los GRT de cada bloque de CFP al que pertenezcan el GRT proveedor de capacidad de control y el GRT receptor de capacidad de control especificarán las condiciones del reparto de RS en un acuerdo de reparto de RS.

CAPÍTULO 3

Proceso de activación transfronteriza de RRF/RS

Artículo 180

Proceso de activación transfronteriza de RRF/RS

Todos los GRT que participen en la activación transfronteriza de RRF y RS en la misma zona síncrona o en zonas síncronas distintas cumplirán los requisitos establecidos en los artículos 147 y 148.

TÍTULO 9

PROCESO DE CONTROL DEL TIEMPO*Artículo 181***Proceso de control del tiempo**

1. El objetivo de control del proceso de control del tiempo eléctrico será controlar el valor medio de la frecuencia del sistema respecto a la frecuencia nominal.
2. Si procede, todos los GRT de una zona síncrona definirán, en el acuerdo operativo de zona síncrona, la metodología para corregir el desvío del tiempo eléctrico, que comprenderá:
 - a) los rangos de tiempo dentro de los cuales los GRT harán lo posible por mantener el desvío del tiempo eléctrico;
 - b) los ajustes del valor de consigna de la frecuencia realizados por los GRT para anular el desvío del tiempo eléctrico, y
 - c) las medidas adoptadas para aumentar o reducir la frecuencia media del sistema mediante las reservas de potencia activa.
3. El supervisor de zona síncrona:
 - a) supervisará el desvío del tiempo eléctrico;
 - b) calculará los ajustes del valor de consigna de la frecuencia, y
 - c) coordinará las medidas del proceso de control del tiempo.

TÍTULO 10

COOPERACIÓN CON LOS GRD*Artículo 182***Unidades o grupos proveedores de reservas conectados a la red del GRD**

1. Los GRT y los GRD cooperarán para facilitar y posibilitar la provisión de reservas de potencia activa por parte de las unidades o grupos proveedores de reservas situados en las redes de distribución.
2. A los efectos de los procesos de habilitación de RCF, RRF y RS contemplados, respectivamente, en los artículos 155, 159 y 162, cada GRT elaborará y especificará, en un acuerdo con sus GRD de conexión de reservas y con los GRD intermedios, las condiciones del intercambio de la información requerido para dichos procesos de habilitación de las unidades o grupos proveedores de reservas situados en las redes de distribución y para la provisión de reservas de potencia activa. Los procesos de habilitación de RCF, RRF y RS establecidos, respectivamente, en los artículos 155, 159 y 162, especificarán la información que deban facilitar las unidades o grupos proveedores potenciales de reservas, que incluirá:
 - a) los niveles de tensión y los puntos de conexión de las unidades o grupos proveedores de reservas;
 - b) el tipo de reservas de potencia activa;
 - c) la capacidad máxima de reserva provista por las unidades o grupos proveedores de reservas en cada punto de conexión, y
 - d) la tasa máxima de variación de la potencia activa de las unidades o grupos proveedores de reservas.
3. El proceso de habilitación se basará en la cronología y las normas acordadas respecto a los intercambios de información y la provisión de reservas de potencia activa entre el GRT, el GRD de conexión de reservas y los GRD intermedios. El proceso de habilitación tendrá una duración máxima de tres meses a partir de la presentación de una solicitud formal completa por parte de la unidad o grupo proveedor de reservas.
4. Durante el proceso de habilitación de una unidad o un grupo proveedor de reservas conectado a su red de distribución, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el GRT, tendrá derecho a establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades o grupos proveedores de reservas.

5. Cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio tendrán derecho, en cooperación con el GRT, a establecer, antes de la activación de reservas, límites temporales a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución. Los GRT respectivos acordarán los procedimientos aplicables con sus GRD de conexión de reservas y con los GRD intermedios.

TÍTULO 11

TRANSPARENCIA DE LA INFORMACIÓN

Artículo 183

Requisitos generales de transparencia

1. Todos los GRT velarán por que la información contemplada en el presente título se publique en un momento y en un formato que no otorguen ninguna ventaja o desventaja competitiva, real o potencial, a ninguna parte o categoría de parte, y teniendo debidamente en cuenta la información comercial sensible.
2. Cada GRT utilizará los conocimientos y herramientas disponibles para resolver las restricciones técnicas y garantizar la disponibilidad y precisión de la información puesta a disposición de la REGRT de Electricidad de conformidad con el artículo 16 y con el artículo 185, apartado 3.
3. Cada GRT velará por la disponibilidad y la precisión de la información puesta a disposición de la REGRT de Electricidad de conformidad con los artículos 184 a 190.
4. Todo el material destinado a publicación a que se refieren los artículos 184 a 190 se pondrá a disposición de la REGRT de Electricidad como mínimo en inglés. La REGRT de Electricidad publicará este material en la plataforma de transparencia de la información centralizada establecida de conformidad con el artículo 3 del Reglamento (UE) n.º 543/2013.

Artículo 184

Información sobre los acuerdos operativos

1. Cada GRT compartirá el contenido de su acuerdo operativo de zona síncrona, a más tardar un mes antes de su entrada en vigor, con su autoridad competente o, si procede, con otra autoridad competente.
2. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán el contenido de sus acuerdos operativos de zona síncrona a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, a más tardar en un plazo máximo de una semana a partir de su entrada en vigor.
3. Cada GRT de cada bloque de CFP compartirá el contenido de su acuerdo operativo de bloque de CFP con su autoridad reguladora o, si procede, con otra autoridad competente.

Artículo 185

Información sobre la calidad de la frecuencia

1. Cuando los GRT de una zona síncrona propongan modificar los valores de los parámetros de definición de la calidad de la frecuencia o del parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia de conformidad con el artículo 127, notificarán los valores modificados a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, como mínimo un mes antes de la entrada en vigor del acuerdo operativo de zona síncrona.
2. Cuando proceda, todos los GRT de cada zona síncrona notificarán los valores de los parámetros objetivo del ECRF de cada bloque de CFP y cada zona de CFP a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, como mínimo un mes antes de su aplicabilidad.
3. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán la metodología utilizada para determinar el riesgo de agotamiento de las RCF a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, como mínimo tres meses antes de la aplicación del acuerdo operativo de zona síncrona.

4. El supervisor de zona síncrona de cada zona síncrona notificará los resultados del proceso de aplicación de criterios en su zona síncrona a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, en un plazo de tres meses a partir de la última marca de tiempo del período de medición y, como mínimo, cuatro veces al año. Esos resultados comprenderán, como mínimo:

- a) los valores de los criterios de evaluación de la calidad de la frecuencia, calculados respecto a la zona síncrona y respecto a cada bloque de CFP de la zona síncrona, de conformidad con el artículo 133, apartado 3, y
- b) la resolución de las mediciones, su precisión y el método de cálculo, especificados de conformidad con el artículo 132.

5. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán el período de rampas de variación especificado de conformidad con el artículo 136 a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, como mínimo tres meses antes de su aplicabilidad.

Artículo 186

Información sobre la estructura de control de frecuencia-potencia

1. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán la siguiente información a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, como mínimo tres meses antes de la aplicación del acuerdo operativo de zona síncrona:

- a) información sobre la estructura de activación de procesos en la zona síncrona, que incluirá, como mínimo, datos sobre las zonas de supervisión, las zonas de CFP y los bloques de CFP definidos y sus GRT respectivos, e
- b) información sobre la estructura de responsabilidad de los procesos en la zona síncrona, que incluirá, como mínimo, datos sobre los procesos desarrollados de conformidad con el artículo 140, apartados 1 y 2.

2. Todos los GRT que apliquen un proceso de compensación de desequilibrios publicarán información sobre dicho proceso, que incluirá, como mínimo, la lista de GRT participantes y la fecha de inicio del proceso de compensación de desequilibrios.

Artículo 187

Información sobre las RCF

1. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, el método de dimensionamiento de las RCF de su zona síncrona, de conformidad con el artículo 153, apartado 2, como mínimo un mes antes de su aplicabilidad.

2. Cuando proceda, todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, la cantidad total de capacidad de reserva en RCF y las cuotas de capacidad de reserva en RCF requeridas para cada GRT en cuanto que obligación de RCF iniciales, especificadas de conformidad con el artículo 153, apartado 1, como mínimo un mes antes de su aplicabilidad.

3. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, las propiedades de las RCF establecidas para su zona síncrona, de conformidad con el artículo 154, apartado 2, y los requisitos adicionales establecidos para los grupos proveedores de RCF, de conformidad con el artículo 154, apartado 3, como mínimo tres meses antes de su aplicabilidad.

Artículo 188

Información sobre las RRF

1. Todos los GRT de cada bloque de CFP notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, los requisitos de disponibilidad de RRF y los requisitos de calidad del control especificados de conformidad con el artículo 158, apartado 2, y los requisitos técnicos de conexión especificados de conformidad con el artículo 158, apartado 3, como mínimo tres meses antes de su aplicabilidad.

2. Todos los GRT de cada bloque de CFP notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, las reglas de dimensionamiento de las RRF especificadas para su bloque de CFP, de conformidad con el artículo 157, apartado 1, como mínimo tres meses antes de la aplicabilidad del acuerdo operativo de bloque de CFP.

3. A más tardar el 30 de noviembre de cada año, todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, unas perspectivas de las capacidades de reserva en RRF de cada bloque de CFP para el año siguiente.

4. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad las capacidades de reserva en RRF efectivas de cada bloque de CFP relativas a cada trimestre, en los treinta días siguientes al término del mismo, a efectos de su publicación.

Artículo 189

Información sobre las RS

1. Todos los GRT de cada bloque de CFP que opere un proceso de sustitución de reservas notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, los requisitos de disponibilidad de RS especificados de conformidad con el artículo 161, apartado 2, y los requisitos técnicos de conexión especificados de conformidad con el artículo 161, apartado 3, correspondientes a su bloque de CFP, como mínimo tres meses antes de su aplicabilidad.

2. A más tardar el 30 de noviembre de cada año, todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, unas perspectivas de las capacidades de reserva en RS de cada bloque de CFP para el año siguiente.

3. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad las capacidades de reserva en RS efectivas de cada bloque de CFP relativas a cada trimestre, en los treinta días siguientes al término del mismo, a efectos de su publicación.

Artículo 190

Información sobre reparto e intercambio

1. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, las compilaciones anuales de los acuerdos de reparto de RRF y de reparto de RS relativos a cada bloque de CFP de la zona síncrona, de conformidad con el artículo 188, apartado 3, y con el artículo 189, apartado 2. Dichas compilaciones comprenderán la siguiente información:

- a) la identidad de los bloques de CFP objeto de un acuerdo de reparto de RRF o RS, y
- b) la cuota de RRF o RS reducida a raíz de cada acuerdo de reparto de RRF o RS.

2. Todos los GRT de cada zona síncrona notificarán a la REGRT de Electricidad, a efectos de su publicación, la información relativa al reparto de RCF entre zonas síncronas, de conformidad con el artículo 187, apartado 1. Esa información comprenderá:

- a) la cantidad de capacidad de reserva en RCF repartida entre los GRT que hayan celebrado acuerdos de reparto de RCF, y
- b) los efectos del reparto de RCF sobre la capacidad de reserva en RCF de los GRT implicados.

3. Cuando proceda, todos los GRT publicarán la información relativa al intercambio de RCF, RRF y RS.

PARTE V

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 191

Modificaciones de contratos y condiciones generales

Todas las cláusulas relevantes en contratos y condiciones generales de los GRT, los GRD y los USR en relación con la operación 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 192

Entrada en vigor

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

Los artículos 41 a 53 se aplicarán a los dieciocho meses de la entrada en vigor del presente Reglamento. Cuando otros artículos prevean la transmisión o utilización de datos con arreglo a lo dispuesto en los artículos 41 a 53, en el período comprendido entre la entrada en vigor del presente Reglamento y la fecha de aplicabilidad de los artículos 41 a 53, se utilizarán los datos más recientes disponibles, en un formato de datos determinado por la entidad responsable de la transmisión de datos, salvo acuerdo en contrario.

El artículo 54, apartado 4, será aplicable a partir de la fecha de aplicación del artículo 41, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631 y a partir de la fecha de aplicación del artículo 35, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/1388.

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

Hecho en Bruselas, el 2 de agosto de 2017.

Por la Comisión
El Presidente
Jean-Claude JUNCKER

ANEXO I

Disposiciones no aplicables a los GRT de Lituania, Letonia y Estonia de conformidad con el artículo 2, apartado 4:

- 1) Artículo 16, apartado 2, letras d), e) y f).
 - 2) Artículo 38, apartado 2.
 - 3) Artículo 39, apartado 3.
 - 4) Artículo 118.
 - 5) Artículo 119.
 - 6) Artículo 125.
 - 7) Artículo 126.
 - 8) Artículo 127, apartado 1, letra i), y artículo 127, apartados 3, 4, 5 y 9.
 - 9) Artículo 128, apartados 4 y 7.
 - 10) Artículo 130, apartado 1, letra b).
 - 11) Artículo 131.
 - 12) Artículo 132, apartado 2.
 - 13) Artículos 133 a 140.
 - 14) Artículo 141, apartados 1 y 2; artículo 141, apartado 4, letra c), y artículo 141, apartados 5, 6, 9, 10 y 11.
 - 15) Artículo 142.
 - 16) Artículo 143, apartado 3.
 - 17) Artículo 145, apartados 1, 2, 3, 4 y 6.
 - 18) Artículo 149, apartado 3.
 - 19) Artículo 150.
 - 20) Artículo 151, apartado 2.
 - 21) Artículos 152 a 181.
 - 22) Artículo 184, apartado 2.
 - 23) Artículo 185.
 - 24) Artículo 186, apartado 1.
 - 25) Artículo 187.
 - 26) Artículo 188, apartados 1 y 2.
 - 27) Artículo 189, apartado 1.
-

ANEXO II

Rangos de tensión a que se refiere el artículo 27:

Cuadro 1

Rangos de tensión en el punto de conexión entre 110 kV y 300 kV

Zona síncrona	Rango de tensión
Europa Continental (CE)	0,90 pu-1,118 pu
Nórdica	0,90 pu-1,05 pu
Gran Bretaña (GB)	0,90 pu-1,10 pu
Irlanda e Irlanda del Norte (IE/NI)	0,90 pu-1,118 pu
Báltica	0,90 pu-1,118 pu

Cuadro 2

Rangos de tensión en el punto de conexión entre 300 kV y 400 kV

Zona síncrona	Rango de tensión
Europa Continental (CE)	0,90 pu-1,05 pu
Nórdica	0,90 pu-1,05 pu
Gran Bretaña (GB)	0,90 pu-1,05 pu
Irlanda e Irlanda del Norte (IE/NI)	0,90 pu-1,05 pu
Báltica	0,90 pu-1,097 pu

ANEXO III

Parámetros de definición de la calidad de la frecuencia a que se refiere el artículo 127:

Cuadro 1

Parámetros de definición de la calidad de la frecuencia de las zonas síncronas

	CE	GB	IE/NL	Nórdica
Rango de frecuencias estándar	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Desvío instantáneo máximo de frecuencia	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Desvío máximo de frecuencia en régimen permanente	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Tiempo de reposición de la frecuencia	no se utiliza	1 minuto	1 minuto	no se utiliza
Rango de reposición de la frecuencia	no se utiliza	± 500 mHz	± 500 mHz	no se utiliza
Tiempo de recuperación de la frecuencia	15 minutos	15 minutos	15 minutos	15 minutos
Rango de recuperación de la frecuencia	no se utiliza	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Tiempo de activación del estado de alerta	5 minutos	10 minutos	10 minutos	5 minutos

Parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia a que se refiere el artículo 127:

Cuadro 2

Parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia de las zonas síncronas

	CE	GB	IE/NL	Nórdica
Número máximo de minutos fuera del rango de frecuencias estándar	15 000	15 000	15 000	15 000

ANEXO IV

Parámetros objetivo del ECRF a que se refiere el artículo 128:

*Cuadro***Parámetros objetivo del ECRF para las zonas síncronas GB e IE/NI**

	GB	IE/NI
Nivel 1	3 %	3 %
Nivel 2	1 %	1 %

ANEXO V

Requisitos técnicos mínimos de las RCF a que se refiere el artículo 154:

*Cuadro***Propiedades de las RCF en las distintas zonas síncronas**

Precisión mínima de la medición de la frecuencia	CE, GB, IE/NI y Nórdica	10 mHz o la norma del sector si fuera mejor
Efecto combinado máximo de la insensibilidad inherente de respuesta a la frecuencia y la posible banda muerta de respuesta intencionada a la frecuencia del regulador de las unidades proveedoras de RCF o de los grupos proveedores de RCF.	CE	10 mHz
	GB	15 mHz
	IE/NI	15 mHz
	Nórdica	10 mHz
Tiempo de activación completa de las RCF	CE	30 s
	GB	10 s
	IE/NI	15 s
	Nórdica	30 s si la frecuencia de la red se sitúa fuera del rango de frecuencias estándar
Desvío de frecuencia a efectos de activación completa de las RCF	CE	± 200 mHz
	GB	± 500 mHz
	IE/NI	RCF dinámicas ± 500 mHz
		RCF estáticas ± 1 000 mHz
	Nórdica	± 500 mHz

ANEXO VI

Requisitos y límites aplicables al intercambio de RCF a que se refiere el artículo 163:

Cuadro

Límites y requisitos aplicables al intercambio de RCF

Zona síncrona	Intercambio de RCF permitido entre:	Límites al intercambio de RCF
Zona síncrona CE	GRT de bloques de CFP adyacentes	<ul style="list-style-type: none"> — Los GRT de un bloque de CFP garantizarán que se cumple físicamente al menos el 30 % de sus obligaciones combinadas totales de RCF iniciales dentro de su bloque de CFP, y — la cantidad de capacidad de reserva en RCF ubicada físicamente en un bloque de CFP como resultado del intercambio de RCF con otros bloques de CFP se limitará a un máximo de: <ul style="list-style-type: none"> — un 30 % de las obligaciones combinadas totales de RCF iniciales de los GRT del bloque de CFP al que esté conectada físicamente la capacidad de reserva en RCF, y — 100 MW de la capacidad de reserva en RCF.
	GRT de las zonas de CFP de un mismo bloque de CFP	<ul style="list-style-type: none"> — Los GRT de las zonas de CFP que constituyen un bloque de CFP tendrán derecho a especificar límites internos al intercambio de RCF entre las zonas de CFP de dicho bloque de CFP, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, al objeto de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestiones internas en caso de activación de RCF, — garantizar una distribución uniforme de la capacidad de reserva en RCF en caso de división de la red, y — evitar que se vean afectadas la estabilidad del PCF o la seguridad de la operación.
Otras zonas síncronas	GRT de la zona síncrona	<ul style="list-style-type: none"> — Los GRT de la zona síncrona tendrán derecho a especificar límites al intercambio de RCF, en el acuerdo operativo de zona síncrona, al objeto de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestiones internas en caso de activación de RCF, — garantizar una distribución uniforme de las RCF en caso de división de la red, y — evitar que se vean afectadas la estabilidad del PCF o la seguridad de la operación.

ANEXO VII

Requisitos y límites aplicables al intercambio de RRF dentro de una zona síncrona a que se refiere el artículo 167:

Cuadro

Requisitos y límites aplicables al intercambio de RRF dentro de una zona síncrona

Zona síncrona	Intercambio de RRF permitido entre:	Límites al intercambio de RRF
Todas las zonas síncronas compuestas por más de un bloque de CFP	GRT de bloques de CFP diferentes	<ul style="list-style-type: none"> — Los GRT de un bloque de CFP garantizarán que al menos el 50 % de su capacidad combinada total de reserva en RRF resultante de las reglas de dimensionamiento de las RRF establecidas en el artículo 157, apartado 1, y antes de cualquier reducción debida al reparto de RRF con arreglo al artículo 157, apartado 2, permanezca dentro de su bloque de CFP.
	GRT de las zonas de CFP de un mismo bloque de CFP	<ul style="list-style-type: none"> — De ser necesario, los GRT de las zonas de CFP que constituyen un bloque de CFP tendrán derecho a especificar límites internos al intercambio de RRF entre las zonas de CFP del bloque de CFP, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, al objeto de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestiones internas debido a la activación de la capacidad de reserva en RRF sujeta al intercambio de RRF, — garantizar una distribución uniforme de las RRF en la zona síncrona y los bloques de CFP en caso de división de la red, — evitar que se vean afectadas la estabilidad del PRF o la seguridad de la operación.

ANEXO VIII

Requisitos y límites aplicables al intercambio de RS dentro de una zona síncrona a que se refiere el artículo 169:

Cuadro

Requisitos y límites aplicables al intercambio de RS dentro de una zona síncrona

Zona síncrona	Intercambio de RS permitido entre:	Límites al intercambio de RS
Todas las zonas síncronas compuestas por más de un bloque de CFP	GRT de bloques de CFP diferentes	<ul style="list-style-type: none"> — Los GRT de las zonas de CFP que constituyen un bloque de CFP garantizarán que al menos el 50 % de su capacidad combinada total de reserva en RS resultante de las reglas de dimensionamiento de las RS establecidas en el artículo 160, apartado 3, y antes de cualquier reducción de la capacidad de reserva en RS debido al reparto de RS con arreglo al artículo 160, apartados 4 y 5, permanezca dentro de su bloque de CFP.
	GRT de las zonas de CFP del mismo bloque de CFP	<ul style="list-style-type: none"> — De ser necesario, los GRT de las zonas de CFP que constituyen un bloque de CFP tendrán derecho a especificar límites internos al intercambio de RS entre las zonas de CFP del bloque de CFP, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, al objeto de: <ul style="list-style-type: none"> — evitar congestiones internas debido a la activación de la capacidad de reserva en RS sujeta al intercambio de RS, — garantizar una distribución uniforme de las RS en la zona síncrona en caso de división de la red, y — evitar que se vean afectadas la estabilidad del PSR o la seguridad de la operación.