



Bruselas, 23.2.2017
COM(2016) 861 final

ANNEX 1

ANEXO

de la

Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo

relativo al mercado interior de la electricidad

{SWD(2016) 410 final}

{SWD(2016) 411 final}

{SWD(2016) 412 final}

{SWD(2016) 413 final}

ANEXO I

~~DIRECTRICES SOBRE LA GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN Y ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DISPONIBLE EN LAS INTERCONEXIONES ENTRE REDES NACIONALES~~

~~1. Disposiciones generales~~

~~1.1. Los gestores de las redes de transporte (GRT) procurarán aceptar todas las transacciones comerciales, incluidas las que implican comercio transfronterizo.~~

~~1.2. Cuando no exista congestión, no habrá ninguna restricción de acceso a la interconexión. Cuando esto suceda con frecuencia, no es necesario que exista un procedimiento general permanente de asignación de capacidades para el acceso a un servicio de transporte transfronterizo.~~

~~1.3. Cuando las transacciones comerciales programadas no sean compatibles con la seguridad de funcionamiento de la red, los GRT deberán aliviar la congestión de conformidad con los requisitos de la seguridad de funcionamiento de la red, al tiempo que procuran garantizar que todos los costes asociados se mantengan a un nivel eficiente desde el punto de vista económico. Se preverá redistribución de carga o intercambios compensatorios como solución en caso de que no puedan aplicarse medidas de coste inferior.~~

~~1.4. Si se produce congestión estructural, los GRT aplicarán inmediatamente métodos y acuerdos adecuados para la gestión de la congestión, definidos y consensuados previamente. Los métodos de gestión de la congestión garantizarán que los flujos físicos de energía asociados a toda la capacidad de transporte asignada se ajustan a las normas de seguridad de la red.~~

~~1.5. Los métodos adoptados para la gestión de la congestión deberán proporcionar señales económicas eficientes a los participantes del mercado y a los GRT, fomentar la competencia y ser adecuados para su aplicación regional y comunitaria.~~

~~1.6. En la gestión de la congestión no podrá aplicarse ninguna distinción basada en transacciones. Una solicitud concreta de servicio de transporte solo se denegará cuando se cumplan al mismo tiempo las condiciones siguientes:~~

~~a) el incremento de los flujos físicos de electricidad resultante de la aceptación de dicha solicitud implica que puede seguir garantizándose la seguridad de funcionamiento de la red, y~~

~~b) el valor monetario correspondiente a dicha solicitud en el procedimiento de gestión de la congestión es inferior al de todas las demás solicitudes que se pretende aceptar para el mismo servicio y las mismas condiciones.~~

~~1.7. Cuando se definan las zonas adecuadas de la red en las que y entre las que vaya a ser aplicable la gestión de la congestión, los GRT se guiarán por los principios de efectividad de costes y minimización de los impactos negativos en el mercado interior de la electricidad. Específicamente, los GRT no podrán limitar la capacidad de interconexión con el fin de resolver la congestión en su propia zona de control, salvo por las razones citadas y por~~

~~razones de seguridad operativa¹. Si se produce esta situación, los GRT la describirán y la presentarán de forma transparente a todos los usuarios de la red. Esta situación solo se tolerará hasta que se encuentre una solución a largo plazo. Los GRT describirán y presentarán de forma transparente a todos los usuarios de la red la metodología y proyectos para lograr la solución a largo plazo.~~

~~1.8. Para equilibrar la red en su zona de control mediante medidas operativas en la red y a través de la redistribución de la carga, el GRT tendrá en cuenta el efecto de estas medidas en las zonas de control limítrofes.~~

~~1.9. A más tardar el 1 de enero de 2008, deberán establecerse mecanismos para la gestión intradiaria de la congestión de la capacidad de los interconectores de forma coordinada y en condiciones de seguridad de funcionamiento, con el fin de aprovechar al máximo las oportunidades para los intercambios comerciales y establecer el proceso de equilibrado transfronterizo.~~

~~1.10. Las autoridades reguladoras nacionales evaluarán periódicamente los métodos de gestión de la congestión, prestando especial atención al respeto de los principios y normas establecidos en el presente Reglamento y directrices y de las condiciones establecidas por las propias autoridades reguladoras en virtud de dichos principios y normas. Dicha evaluación incluirá la consulta de todos los participantes del mercado, así como estudios específicos.~~

~~2. Métodos de gestión de la congestión~~

~~2.1. Los métodos de gestión de la congestión se ajustarán a las leyes del mercado para facilitar un intercambio comercial transfronterizo eficiente. Para ello, la capacidad deberá asignarse únicamente mediante subastas explícitas (capacidad) o implícitas (capacidad y energía). Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión. Para los intercambios intradiarios podrá utilizarse un régimen continuo.~~

~~2.2. Dependiendo de las condiciones de la competencia, los mecanismos de gestión de la congestión pueden necesitar permitir la asignación de capacidad de transporte tanto a largo como a corto plazo.~~

~~2.3. Cada uno de los procedimientos de asignación de capacidad asignará una fracción prescrita de la capacidad de interconexión disponible, más toda capacidad restante no asignada previamente, así como toda capacidad liberada por titulares de los derechos de utilización de la capacidad obtenida de asignaciones previas.~~

~~2.4. Los GRT deberán optimizar el grado de firmeza de la capacidad, teniendo en cuenta las obligaciones y derechos de los GRT afectados y las obligaciones y derechos de los participantes del mercado, con el fin de facilitar una competencia efectiva y eficiente. Una fracción razonable de la capacidad podrá ofertarse al mercado con un nivel de firmeza menor, pero en todo momento se comunicarán a los participantes del mercado las condiciones precisas del transporte por líneas transfronterizas.~~

~~2.5. Los derechos de acceso para las asignaciones a largo y medio plazo deberán ser derechos de capacidad de transporte firmes. Estarán sujetos a los principios de «usado o perdido» o de «usado o retribuido» en el momento de la nominación.~~

~~2.6. Los GRT definirán una estructura adecuada para la asignación de capacidad entre los diferentes horizontes temporales. Esta estructura puede incluir una opción para reservar un porcentaje mínimo de capacidad de interconexión para la asignación diaria o intradiaria. Esta~~

¹ La seguridad operativa quiere decir que «se mantiene la red de transporte dentro de unos límites de seguridad convenidos».

~~estructura de asignación deberá estar sujeta a revisión por parte de las autoridades reguladoras respectivas. Al elaborar sus propuestas, los GRT tendrán en cuenta:~~

~~a) las características de los mercados;~~

~~b) las condiciones de funcionamiento, como las implicaciones de la compensación de los programas declarados firmemente;~~

~~c) el nivel de armonización de los porcentajes y horizontes temporales adoptados para los diferentes mecanismos de asignación de capacidad existentes.~~

~~2.7. La asignación de capacidad no discriminará entre participantes del mercado que deseen utilizar sus derechos para hacer uso de contratos bilaterales de suministro o para presentar ofertas en los mercados de la energía. Se elegirán las ofertas más altas, tanto implícitas como explícitas en cada horizonte temporal.~~

~~2.8. En regiones en las que los mercados financieros a plazos de la electricidad están bien desarrollados y han demostrado su eficacia, toda la capacidad de interconexión podrá asignarse a través de subastas implícitas.~~

~~2.9. Excepción hecha de los nuevos interconectores, que gozan de una exención en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003 o del artículo 17 del presente Reglamento, no se autorizará la fijación de precios de reserva en los métodos de asignación de capacidad.~~

~~2.10. En principio, todos los participantes potenciales del mercado estarán autorizados a participar en el proceso de asignación sin restricción. Para evitar crear o agravar los problemas relacionados con el uso potencial de la posición dominante de cualquier operador del mercado, las autoridades reguladoras y/o las autoridades en materia de competencia, si procede, podrán imponer restricciones en general o a una empresa en particular a cuenta de la posición dominante en el mercado.~~

~~2.11. Los participantes del mercado deberán presentar a los GRT una nominación firme de su uso de la capacidad antes de un plazo definido para cada horizonte temporal. El plazo se fijará de tal forma que los GRT puedan volver a programar la capacidad no utilizada para su reasignación en el siguiente horizonte temporal que corresponda — incluidas las sesiones intradiarias.~~

~~2.12. La capacidad podrá comercializarse libremente en el mercado secundario, siempre que el GRT haya sido informado con antelación suficiente. Cuando un GRT rechace un intercambio (transacción) secundario, dicho GRT deberá comunicarlo y explicarlo de forma nítida y transparente a todos los participantes del mercado, y notificarlo a la autoridad reguladora.~~

~~2.13. Las consecuencias financieras del incumplimiento de las obligaciones asociadas a la asignación de capacidad deberán atribuirse a los responsables de dicho incumplimiento. Cuando los participantes del mercado no utilicen la capacidad que se han comprometido a utilizar, o, si se trata de capacidad subastada explícitamente, no la comercialicen en el mercado secundario o no devuelvan la capacidad en su debido momento, perderán los derechos a utilizar dicha capacidad y pagarán una tarifa ajustada a los costes. Todas las tarifas ajustadas a los costes en caso de no utilización de la capacidad deberán ser justificadas y proporcionadas. Del mismo modo, si un GRT no cumple su obligación, estará obligado a compensar al participante del mercado por la pérdida de derechos de capacidad. A tal efecto no se tendrán en cuenta las pérdidas que puedan producirse indirectamente. Los conceptos y métodos fundamentales para la determinación de responsabilidades derivadas del incumplimiento de las obligaciones se fijarán con antelación respecto de las consecuencias~~

~~financieras y deberán estar sujetas a revisión por parte de las autoridades reguladoras nacionales competentes.~~

~~3. Coordinación~~

~~3.1. La asignación de capacidad en una interconexión será coordinada y aplicada por los GRT interesados, utilizando procedimientos comunes de asignación. En los casos en que se prevea que los intercambios comerciales entre dos países (GRT) puedan afectar a las condiciones de flujo físico en un tercer país (GRT), los métodos de gestión de la congestión se coordinarán entre todos los GRT afectados mediante un procedimiento común para la gestión de la congestión. Las autoridades reguladoras nacionales y los GRT velarán por que no se establezca unilateralmente ningún procedimiento de gestión de la congestión que influya de forma significativa en los flujos físicos de energía eléctrica de otras redes.~~

~~3.2. A más tardar el 1 de enero de 2007 se aplicará un método de gestión de la congestión y un procedimiento coordinados en común, para la asignación de capacidad al mercado con periodicidad mínima anual, mensual y diaria, entre países de las regiones siguientes:~~

~~a) Europa Septentrional (es decir, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Alemania y Polonia);~~

~~b) Europa Noroccidental (es decir, el Benelux, Alemania y Francia);~~

~~e) Italia (es decir, Italia, Francia, Alemania, Austria, Eslovenia y Grecia);~~

~~d) Europa Central y Oriental (es decir, Alemania, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Austria y Eslovenia);~~

~~e) Europa Sudoccidental (es decir, España, Portugal y Francia);~~

~~f) el Reino Unido, Irlanda y Francia;~~

~~g) países bálticos (es decir, Estonia, Letonia y Lituania).~~

~~En una interconexión que afecte a países que pertenezcan a más de una región, los métodos de gestión de la congestión aplicados podrán ser diferentes con el fin de garantizar la compatibilidad con los métodos aplicados en las demás regiones a las que pertenezcan dichos países. En tal caso, los GRT pertinentes propondrán el método, que estará sujeto a revisión por parte de las autoridades reguladoras competentes.~~

~~3.3. Las regiones que figuran en el punto 2.8 podrán asignar toda la capacidad de interconexión mediante asignación diaria.~~

~~3.4. En estas siete regiones deberán definirse procedimientos compatibles de gestión de la congestión, con vistas a formar un mercado interior de la electricidad verdaderamente integrado. Los participantes del mercado no se enfrentarán a sistemas regionales incompatibles.~~

~~3.5. Con el fin de fomentar una competencia y unos intercambios transfronterizos equitativos y eficientes, la coordinación entre los GRT en las regiones establecidas en el punto 3.2 incluirá todos los pasos, desde el cálculo de la capacidad y la optimización de la asignación hasta la seguridad de funcionamiento de la red, con unas responsabilidades claramente asignadas. Dicha coordinación incluirá, en particular:~~

~~a) uso de un modelo de transporte común que aborde eficazmente los flujos en bucle físicos interdependientes y tenga en cuenta las discrepancias entre los flujos físicos y los comerciales;~~

~~b) asignación y nominación de capacidad para abordar eficazmente los flujos de bucle físicos interdependientes;~~

~~e) obligaciones idénticas para los titulares de los derechos de utilización de la capacidad para que faciliten información sobre el uso que pretenden dar a la capacidad, es decir, nominación de capacidad (para las subastas explícitas);~~

~~d) horizontes temporales y horas de cierre idénticos;~~

~~e) idéntica estructura para la asignación de capacidad entre diferentes horizontes temporales (por ejemplo, un día, tres horas, una semana, etc.) y en términos de bloques de capacidad vendida (cantidad de energía en MW, MWh, etc.);~~

~~f) marco contractual consistente con los participantes en el mercado;~~

~~g) verificación de conformidad de los flujos con respecto a los requisitos de seguridad de la red para la planificación del funcionamiento y para el funcionamiento en tiempo real;~~

~~h) el tratamiento contable y la liquidación de las acciones de gestión de la congestión.~~

~~3.6. La coordinación incluirá también el intercambio de información entre los GRT. La naturaleza, el tiempo y la frecuencia del intercambio de información deberán ser compatibles con las actividades del apartado 3.5 y el funcionamiento de los mercados de la electricidad. Este intercambio de información permitirá en particular a los GRT hacer las mejores previsiones posibles de la situación global de la red de electricidad con el fin de evaluar los flujos de su red y las capacidades de interconexión disponibles. Todo GRT que recabe información en nombre de otros GRT deberá entregar a los GRT participantes los resultados de la recogida de datos.~~

~~4. Calendario para las operaciones del mercado~~

~~4.1. La asignación de la capacidad de transporte disponible deberá tener lugar con antelación suficiente. Antes de cada asignación, los GRT afectados publicarán conjuntamente la capacidad que va a ser asignada, teniendo en cuenta, si procede, la capacidad liberada de todos los derechos de transporte firmes y, si fuera necesario, las nominaciones compensadas asociadas, junto con todos aquellos períodos de tiempo durante los cuales la capacidad vaya a ser reducida o a no estar disponible (por razones de mantenimiento, por ejemplo).~~

~~4.2. Teniendo plenamente en cuenta la seguridad de la red, la nominación de los derechos de transporte deberá realizarse con suficiente antelación, antes de las sesiones diarias de todos los mercados organizados concernidos y antes de la publicación de la capacidad que va a ser asignada en virtud del mecanismo de asignación diaria o intradiaria. Las nominaciones de derechos de transmisión en la dirección contraria serán compensadas con el fin de hacer un uso eficiente de la interconexión.~~

~~4.3. Las asignaciones intradiarias sucesivas de la capacidad de transporte disponible para el día D deberán tener lugar los días D-1 y D, tras la publicación de los programas diarios de producción indicativos o reales.~~

~~4.4. Cuando preparen el programa diario de funcionamiento de la red eléctrica, los GRT intercambiarán información con los GRT vecinos, incluyendo su pronóstico de topología de la red, la disponibilidad y la producción prevista de las unidades de generación y los flujos de carga, con el fin de optimizar el uso de la red global por medio de medidas operativas conformes a las normas para la seguridad de funcionamiento de la red eléctrica.~~

~~5. Transparencia~~

~~5.1. Los GRT publicarán todos los datos pertinentes relacionados con la disponibilidad, el acceso y el uso de la red, incluido un informe que indique dónde y por qué existe congestión, los métodos aplicados para la gestión de la congestión y los planes para su gestión futura.~~

~~5.2. Los GRT publicarán una descripción general del método de gestión de la congestión aplicado en diferentes circunstancias para maximizar la capacidad disponible en el mercado y un sistema general para el cálculo de la capacidad de interconexión para los diferentes horizontes temporales, basado en las realidades eléctricas y físicas de la red. Dicho sistema estará sujeto a la revisión de las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate.~~

~~5.3. Los GRT describirán y pondrán a disposición de todos los usuarios potenciales de la red, de forma detallada y transparente, los procedimientos de gestión de la congestión y de asignación de la capacidad que se estén usando, junto con los plazos y procedimientos para solicitar capacidad, y una descripción de los productos ofrecidos y las obligaciones y derechos, tanto de los GRT como de la parte que obtenga la capacidad, incluidas las responsabilidades que se derivan del incumplimiento de las obligaciones.~~

~~5.4. Los estándares de seguridad de funcionamiento y de planificación deberán formar parte integrante de la información que los GRT darán a conocer en un documento público. Este documento también estará sujeto a la revisión de las autoridades reguladoras nacionales.~~

~~5.10. Los GRT intercambiarán regularmente una serie de datos sobre el flujo de carga y la red suficientemente precisos, para que cada GRT pueda realizar cálculos del flujo de carga en su zona correspondiente. La misma serie de datos se pondrá a disposición de las autoridades reguladoras y de la Comisión siempre que lo soliciten. Las autoridades reguladoras y la Comisión velarán por que esta serie de datos sea tratada con carácter confidencial tanto por ellas como por cualquier asesor que realice para ellas un trabajo analítico basado en estos datos.~~

~~6. Uso de los ingresos de la congestión~~

~~6.1. Los procedimientos de gestión de la congestión correspondientes a un horizonte temporal previamente determinado solo podrán generar ingresos en caso de congestión en dicho horizonte temporal, salvo en el caso de los nuevos interconectores que se benefician de una excepción en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003 o del artículo 17 del presente Reglamento. El procedimiento para la distribución de estos ingresos deberá estar sujeto a revisión por parte de las autoridades reguladoras y no deberá distorsionar el proceso de asignación en favor de ninguna parte solicitante de capacidad o energía, ni constituir un elemento disuasorio para la reducción de la congestión.~~

~~6.2. Las autoridades reguladoras nacionales serán transparentes en cuanto al uso de los ingresos resultantes de la asignación de capacidad de interconexión.~~

~~6.3. Los ingresos de la congestión se repartirán entre los GRT afectados según criterios acordados entre ellos y revisados por las correspondientes autoridades reguladoras.~~

~~6.4. Los GRT establecerán claramente de antemano el uso que vayan a hacer de los ingresos de la congestión que puedan obtener e informarán sobre el uso efectivo de dichos ingresos. Las autoridades reguladoras comprobarán que dicho uso se ajusta al presente Reglamento y directrices y que el importe total de los ingresos de la congestión resultante de la asignación de capacidad de interconexión se dedica a uno o varios de los tres objetivos establecidos en el artículo 16, apartado 6, del presente Reglamento.~~

~~6.5. Con periodicidad anual y antes del 31 de julio de cada año, las autoridades reguladoras publicarán un informe en el que presentarán el importe de los ingresos recogidos para el período de 12 meses que finaliza el 30 de junio del mismo año y el uso dado a los ingresos en cuestión, junto con la verificación de que dicho uso es conforme al presente Reglamento y directrices, y que el importe total de los ingresos de la congestión se dedica a uno o varios de los tres fines prescritos.~~

~~6.6. El uso de los ingresos de congestión para la inversión para mantener o incrementar la capacidad de interconexión se asignará preferiblemente a proyectos específicos predefinidos que contribuyan a aliviar la congestión asociada existente y que también puedan ser aplicados en un plazo de tiempo razonable, en particular en lo relativo al proceso de autorización.~~

nuevo

FUNCIONES DE LOS CENTROS OPERATIVOS REGIONALES

1. Cálculo coordinado de la capacidad

- 1.1. Los centros operativos regionales llevarán a cabo un cálculo coordinado de la capacidad interzonal.
- 1.2. El cálculo coordinado de la capacidad se realizará con tiempo suficiente para cada horizonte temporal del mercado y con la frecuencia necesaria durante el horizonte temporal intradiario.
- 1.3. Este cálculo se efectuará conforme a un modelo de red común de acuerdo con el punto 2 y según una metodología de cálculo coordinado de la capacidad desarrollada por los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema.
- 1.4. El cálculo coordinado de la capacidad coordinada deberá asegurar la gestión eficiente de la congestión con arreglo a los principios de gestión de congestiones definidos en el presente Reglamento.

2. Análisis coordinado de la seguridad

- 2.1. Los centros operativos regionales efectuarán un análisis coordinado de la seguridad a fin de garantizar una operación segura del sistema.
- 2.2. El análisis de la seguridad deberá realizarse con todos los horizontes temporales de la programación de la operación utilizando los modelos de red comunes.
- 2.3. Los centros operativos regionales compartirán los resultados del análisis coordinado de la seguridad al menos con los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema.
- 2.4. Cuando en un análisis coordinado de la seguridad un centro operativo regional detecte una posible limitación, deberá diseñar medidas correctoras que maximicen la eficiencia económica.

3. Creación de modelos de red comunes

- 3.1. Los centros operativos regionales establecerán procedimientos eficientes para la creación de un modelo de red común para cada horizonte temporal de la programación de la operación.
- 3.2. Los gestores de redes de transporte designarán un centro operativo regional para construir el modelo de red común para todas las regiones.
- 3.3. Los modelos de red común incluirán datos pertinentes para una programación de la operación eficiente y un cálculo de la capacidad en todos los horizontes temporales.
- 3.4. Los modelos de red común deberán ponerse a disposición de todos los centros operativos regionales, los gestores de redes de transporte, la REGRT de electricidad y la Agencia, cuando así se solicite.

4. Evaluación de la compatibilidad de los planes de defensa y de reposición de servicio de los gestores de redes de transporte

- 4.1. Todos los gestores de redes de transporte deberán acordar un umbral por encima del cual el impacto de las acciones de uno o varios gestores de redes de transporte en estado de emergencia, corte de suministro eléctrico o reposición de servicio se considera significativo para otros gestores de redes de transporte interconectados sincrónica o asincrónicamente.
- 4.2. Utilizando el umbral definido con arreglo al punto 4.1, cada centro operativo regional proporcionará apoyo a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema para la evaluación de la coherencia del sistema de defensa de sus gestores de redes de transporte y de los planes de reposición de servicio.
- 4.3. Al prestar apoyo a los gestores de redes de transporte, el centro operativo regional deberá:
 - a) detectar posibles incompatibilidades;
 - b) proponer medidas de mitigación.
- 4.4. Los gestores de redes de transporte deberán tener en cuenta las medidas de mitigación propuestas.

5. Coordinación y optimización de la recuperación regional

- 5.1. Los centros operativos regionales deberán estar equipados con sistemas de supervisión y adquisición de datos casi en tiempo real con la observabilidad definida aplicando el umbral que se contempla en el punto 4.1.
- 5.2. Cada centro operativo regional pertinente prestará asistencia a los coordinadores de frecuencia designados y a los coordinadores de resincronización a fin de mejorar la eficiencia y la eficacia de la recuperación del sistema. Los gestores de redes de transporte tendrán derecho a pedir asistencia a centros operativos regionales si su sistema se encuentra en estado de corte de suministro eléctrico o reposición.

6. Análisis e informes tras la operación y a raíz de perturbaciones

- 6.1. Los centros operativos regionales efectuarán una investigación y elaborarán un informe sobre cualquier incidente por encima del umbral definido con arreglo al punto 4.1. Las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema y la Agencia podrán intervenir en la investigación si así lo solicitan. El informe contendrá recomendaciones destinadas a prevenir incidentes similares en el futuro.
- 6.2. El informe se pondrá a disposición de todos los gestores de redes de transporte, las autoridades reguladoras, la Comisión y la Agencia. La Agencia podrá formular recomendaciones destinadas a prevenir incidentes similares en el futuro.

7. Medición regional de la capacidad de reserva

- 7.1. Los centros operativos regionales determinarán las necesidades de capacidad de reserva para la región de operación del sistema. La determinación de tales necesidades deberá:
 - a) perseguir el objetivo general de mantener la seguridad de la operación de la forma más rentable;
 - b) realizarse con el horizonte temporal diario e intradiario;

- c) determinar el importe global de la capacidad de reserva necesaria para la región de operación del sistema;
- d) definir necesidades mínimas de capacidad de reserva para cada tipo de capacidad de reserva;
- e) tener en cuenta posibles sustituciones entre distintos tipos de capacidades de reserva con objeto de reducir los costes de contratación;
- f) establecer los requisitos necesarios para la distribución geográfica de la capacidad de reserva, en su caso.

8. Facilitar la adquisición de reserva de balance regional

8.1. Los centros operativos regionales prestarán apoyo a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema para determinar la cuantía de la reserva de balance que deba adquirirse. La determinación de la cantidad de reserva de balance deberá:

- a) realizarse con el horizonte temporal diario e intradiario;
- b) tener en cuenta posibles sustituciones entre distintos tipos de capacidades de reserva con objeto de reducir los costes de contratación;
- c) tener en cuenta los volúmenes de capacidad de reserva que se espera sean proporcionados por las ofertas de energía de balance, que no se presentan con arreglo a un contrato de reserva de balance.

8.2. Los centros operativos regionales prestarán apoyo a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema para adquirir la cantidad de reserva de balance determinada con arreglo al punto 8.1. La adquisición de reserva de balance deberá:

- a) realizarse con el horizonte temporal diario e intradiario;
- b) tener en cuenta posibles sustituciones entre distintos tipos de capacidades de reserva con objeto de reducir los costes de contratación.

9. Previsiones regionales de adecuación del sistema y preparación de medidas de reducción de riesgos

9.1. Los centros operativos regionales efectuarán evaluaciones regionales de la adecuación con una semana de antelación a intradiarias.

9.2. Los centros operativos regionales basarán sus evaluaciones de la adecuación en la información proporcionada por los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema a fin de detectar las situaciones en las que se prevea una falta de adecuación en cualquiera de las áreas de control o a nivel regional. Los centros operativos regionales tendrán en cuenta los posibles intercambios interzonales y los límites de seguridad de la operación en todos los horizontes temporales de programación de la operación.

9.3. Al realizar una evaluación regional de la adecuación de la generación, cada centro operativo regional se coordinará con otros centros operativos regionales para:

- a) verificar las hipótesis subyacentes y las previsiones;
- b) detectar posibles situaciones de falta de adecuación entre las distintas regiones.

- 9.4. Cada centro operativo regional deberá presentar los resultados de las evaluaciones regionales de la adecuación de la generación junto con las medidas que proponga para reducir los riesgos de falta de adecuación a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema y a los demás centros operativos regionales.

10. Coordinación regional de las interrupciones

- 10.1. Cada centro operativo regional llevará a cabo la coordinación de las interrupciones a fin de controlar la disponibilidad de los activos pertinentes y coordinar sus planes de disponibilidad para garantizar la seguridad de la operación de la red de transporte, maximizando al mismo tiempo la capacidad de los interconectores o de las redes de transporte que afectan a los flujos de intercambio entre zonas.
- 10.2. Cada centro operativo regional mantendrá una lista única de los elementos de la red pertinentes, los módulos de generación de electricidad y las instalaciones de demanda de la región de operación del sistema y la publicará en el entorno de datos de programación de la operación de la REGRT de Electricidad.
- 10.3. Cada centro operativo regional llevará a cabo las siguientes actividades relacionadas con la coordinación de interrupciones en la región de operación del sistema:
- a) evaluar la compatibilidad de la programación de las interrupciones utilizando los planes de disponibilidad a un año de todos los gestores de redes de transporte;
 - b) proporcionar a los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema una lista de incompatibilidades de programación detectadas y las soluciones que propone para solucionar las incompatibilidades.

11. Optimización de los mecanismo de compensación entre los gestores de redes de transporte

- 11.1. Los centros operativos regionales prestarán apoyo a los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema para la administración de los flujos financieros relacionados con liquidaciones entre los gestores que impliquen a más de dos gestores de redes de transporte, como los costes de redistribución, las rentas de congestión, las desviaciones involuntarias o los costes de adquisición de reserva.

12. Formación y certificación

- 12.1. Los centros operativos regionales elaborarán y ejecutarán programas de formación y certificación centrados en la operación regional del sistema para el personal de programación y control de los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema.
- 12.2. Los programas de formación deberán cubrir todos los componentes pertinentes de la operación del sistema, en particular escenarios de crisis regional.

13. Identificación de situaciones regionales de crisis y preparación de escenarios de mitigación de riesgos revisando los planes de preparación frente a los riesgos establecidos en los Estados miembros

- 13.1. En caso de que la REGRT de Electricidad delegue esta función, los centros operativos regionales deberán identificar los escenarios regionales de crisis con arreglo a los criterios del artículo 6, apartado 1, del [Reglamento sobre preparación frente a los riesgos propuesto en COM(2016) 862].

- 13.2. Los centros operativos regionales prepararán y efectuarán anualmente simulaciones de crisis en cooperación con las autoridades competentes, de conformidad con el artículo 12, apartado 3, del [Reglamento sobre preparación frente a los riesgos propuesto en COM(2016) 862].