

REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO**de 5 de junio de 2019****relativo al mercado interior de la electricidad****(versión refundida)****(Texto pertinente a efectos del EEE)**

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 194, apartado 2,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

Previa transmisión del proyecto de acto legislativo a los Parlamentos nacionales,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo ⁽¹⁾,

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ⁽²⁾,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario ⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

- (1) El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁴⁾ ha sido modificado en diversas ocasiones y de forma sustancial. Debiéndose llevar a cabo nuevas modificaciones, conviene, en aras de una mayor claridad, proceder a la refundición de dicho Reglamento.
- (2) La Unión de la Energía pretende ofrecer a los clientes finales —hogares y empresas— una energía segura, asegurada, sostenible, competitiva y asequible. Históricamente, el sistema eléctrico estaba dominado por monopolios integrados verticalmente, a menudo de propiedad pública, con grandes centrales generadoras nucleares o de combustibles fósiles. El mercado interior de la electricidad, que se ha ido implantando gradualmente desde 1999, tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad. El mercado interior de la electricidad ha incrementado la competencia, en particular a nivel del comercio mayorista y los intercambios entre zonas. Sigue siendo la base de un mercado eficiente de la energía.
- (3) El sistema energético de la Unión está sufriendo su más profunda transformación desde hace varias décadas, y el mercado de la electricidad se encuentra en el centro de esta transformación. El objetivo común de la descarbonización del sistema energético crea nuevas oportunidades y retos para los participantes en el mercado. Al mismo tiempo, los progresos tecnológicos permiten nuevas formas de participación de los consumidores y de cooperación transfronteriza.
- (4) El presente Reglamento establece normas para garantizar el funcionamiento del mercado interior de la electricidad e incluye requisitos relacionados con el desarrollo de las energías renovables y la formulación de la política medioambiental, en particular una serie de normas específicas para determinados tipos de instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, en lo que respecta a la responsabilidad en materia de balance, despacho y redespacho y el establecimiento de un límite para las emisiones de CO₂ de las nuevas capacidades de generación cuando estén sujetas a medidas temporales que garanticen el nivel necesario de cobertura, esto es, mecanismos de capacidad.
- (5) Debe concederse el despacho prioritario a la electricidad procedente de fuentes renovables basada en pequeñas instalaciones de generación de electricidad, bien a través de una orden de prioridad específica en la metodología

⁽¹⁾ DO C 288 de 31.8.2017, p. 91.

⁽²⁾ DO C 342 de 12.10.2017, p. 79.

⁽³⁾ Posición del Parlamento Europeo de 26 de marzo de 2019 (pendiente de publicación en el Diario Oficial) y Decisión del Consejo de 22 de mayo de 2019.

⁽⁴⁾ 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 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 15).

de despacho o mediante requisitos legales o reglamentarios para los operadores del mercado que suministren dicha electricidad al mercado. El despacho prioritario que se conceda en los servicios de gestión de la red en las mismas condiciones económicas debe considerarse conforme con el presente Reglamento. En cualquier caso, el despacho prioritario debe considerarse compatible con la participación en el mercado de la electricidad de las instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables.

- (6) La intervención estatal, que a menudo se lleva a cabo de forma no coordinada, ha llevado a un creciente falseamiento del mercado de la electricidad al por mayor, con consecuencias negativas para la inversión y el comercio transfronterizo.
- (7) En el pasado, los consumidores de electricidad tenían un papel puramente pasivo, y solían adquirir la electricidad a precios regulados que no tenían relación directa alguna con el mercado. En el futuro, los clientes deben tener la posibilidad de participar plenamente en el mercado en igualdad con otros participantes y necesitan estar facultados para gestionar su consumo de energía. Para integrar el porcentaje creciente de energías renovables, el futuro sistema eléctrico debe hacer uso de todas las fuentes disponibles de flexibilidad, en particular las soluciones del lado de la demanda y el almacenamiento de energía, así como de la digitalización a través de la integración de tecnologías innovadoras en el sistema eléctrico. El futuro sistema eléctrico debe también fomentar la eficiencia energética, con el fin de lograr una descarbonización eficaz al menor coste. La realización del mercado interior de la energía a través de la integración eficaz de la energía renovable puede impulsar las inversiones a largo plazo y contribuir a la consecución de los objetivos de la Unión de la Energía y del marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030, como se establece en la comunicación de la Comisión de 22 de enero de 2014 titulada «Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030», y se respalda en las conclusiones adoptadas por el Consejo Europeo en su reunión del 23 y 24 de octubre de 2014.
- (8) Para alcanzar una mayor integración de los mercados y avanzar hacia una producción de electricidad más volátil se necesita hacer un esfuerzo por coordinar las políticas energéticas nacionales con las de los vecinos y aprovechar las oportunidades que ofrecen los intercambios transfronterizos de electricidad.
- (9) Los marcos reguladores se han desarrollado, permitiendo el comercio de la electricidad en toda la Unión. Esta evolución se ve respaldada por la adopción de varios códigos de red y directrices para la integración de los mercados de la electricidad. Estos códigos de red y directrices contienen disposiciones sobre las normas del mercado, la operación del sistema y la conexión a la red. Para garantizar una total transparencia y aumentar la seguridad jurídica, los principios fundamentales del funcionamiento del mercado y la asignación de capacidad en los horizontes temporales de los mercados de balance, intradiario, diario y a plazo deben ser adoptados con arreglo al procedimiento legislativo ordinario y recogidos en un único acto legislativo de la Unión.
- (10) El artículo 13 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión ⁽⁵⁾ establece un procedimiento por el cual los gestores de las redes de transporte pueden delegar la totalidad o parte de sus funciones en un tercero. Los gestores de las redes de transporte que deleguen sus funciones deben seguir siendo responsables de garantizar el cumplimiento del presente Reglamento. Además, los Estados miembros deben poder asignar tareas y obligaciones a un tercero. Dicha asignación debe limitarse a las tareas y obligaciones ejecutadas a nivel nacional, como la liquidación de los desvíos. Las limitaciones impuestas a dicha asignación no deben dar lugar a cambios innecesarios en las disposiciones nacionales en vigor. No obstante, los gestores de las redes de transporte deben seguir siendo responsables de las funciones que les hayan sido encomendadas en virtud del artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁶⁾.
- (11) Por lo que se refiere a los mercados de balance, para que la formación de los precios en la adquisición de reserva de balance y de energía de balance sea eficaz y no genere distorsiones, es necesario que los contratos de reserva de balance no fijen el precio de la energía de balance. Esto se entiende sin perjuicio de que los sistemas de despacho utilicen un proceso de programación integrado conforme al Reglamento (UE) 2017/2195.
- (12) Los artículos 18, 30 y 32 del Reglamento (UE) 2017/2195 establecen que el método de fijación de precios para los productos estándar y específicos de energía de balance crean incentivos para los participantes en el mercado a fin de que mantengan su equilibrio o contribuyan a recuperar el equilibrio del sistema respecto de su zona de precio de desvío, reduciendo así los desvíos del sistema y los costes para la sociedad. Dicho enfoque en cuanto a los precios debe intentar proporcionar un uso económicamente eficiente de la respuesta de la demanda y de otros recursos de balance respetando los límites de seguridad operativa.

⁽⁵⁾ Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (DO L 312 de 28.11.2017, p. 6).

⁽⁶⁾ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (véase la página 125 del presente Diario Oficial).

- (13) La integración de los mercados de energía de balance debe facilitar el funcionamiento eficaz del mercado intradiario con el fin de ofrecer la posibilidad a los participantes en el mercado de equilibrarse tan cerca del tiempo real como sea posible, como permiten las horas de cierre del mercado de energía de balance previstas en el artículo 24 del Reglamento (UE) 2017/2195. Solamente los desvíos que permanezcan tras el cierre del mercado intradiario deben ser compensados por los gestores de las redes de transporte mediante los mercados de balance. El artículo 53 del Reglamento (UE) 2017/2195 también prevé que se armonice el período de liquidación de los desvíos y se fije en 15 minutos en la Unión. La citada armonización tiene por finalidad favorecer los intercambios en el horizonte intradiario y fomentar el desarrollo de una serie de productos comerciales con los mismos horarios de entrega.
- (14) Al objeto de facilitar a los gestores de las redes de transporte la contratación y utilización de la reserva de balance de forma eficiente, económica y basada en el mercado, es necesario fomentar la integración de los mercados. En ese sentido, el título IV del Reglamento (UE) 2017/2195 establece tres metodologías a través de las cuales los gestores de las redes de transporte pueden asignar capacidad interzonal para el intercambio de la reserva de balance y el reparto de reservas, cuando así lo justifique el análisis de costes y beneficios: el proceso de cooptimización, el proceso de asignación basado en el mercado y la asignación basada en un análisis de eficiencia económica. El proceso de cooptimización debe llevarse a cabo con una antelación de un día. Sin embargo, el proceso de asignación basado en el mercado puede llevarse a cabo cuando la contratación se realice con una antelación no superior a una semana respecto de la provisión de la reserva de balance y la asignación basada en un análisis de eficiencia económica, por su parte, puede llevarse a cabo cuando la contratación se realice con una antelación superior a una semana respecto de la provisión de la reserva de balance, a condición de que los volúmenes asignados estén limitados y de que se realice una evaluación anual. Una vez aprobada una metodología para el proceso de asignación de la capacidad interzonal por parte de las autoridades reguladoras competentes, la aplicación precoz de dicha metodología por parte de dos o más gestores de las redes de transporte podría servir para permitirles adquirir experiencia y permitir a más gestores de las redes de transporte su aplicación sin problemas en el futuro. La aplicación de dichas metodologías, debe, no obstante, estar armonizada para todos los gestores de las redes de transporte, con el fin de fomentar la integración de los mercados.
- (15) El título V del Reglamento (UE) 2017/2195 establece que el objetivo general de la liquidación de los desvíos es garantizar que los sujetos de liquidación responsables del balance mantengan su propio balance o contribuyan a restaurar el balance del sistema de forma eficiente y ofrecer incentivos a los participantes en el mercado para que mantengan o ayuden a restaurar el equilibrio del sistema. Para lograr que los mercados de balance y el sistema energético en su conjunto sean aptos para la integración de cuotas cada vez mayores de energías renovables no gestionables, los precios de desvío deben reflejar el valor de la energía en tiempo real. Todos los participantes en el mercado deben ser financieramente responsables de los desvíos que causen en el sistema, representando la diferencia entre el volumen asignado y la posición final en el mercado. En el caso de los agregadores de respuesta de la demanda, el volumen asignado se compone del volumen de energía activado físicamente por la carga de los clientes participantes, basada en una medida definida y una metodología de referencia.
- (16) El Reglamento (UE) 2015/1222 ⁽⁷⁾ de la Comisión fija directrices detalladas sobre la asignación de capacidad interzonal y la gestión de las congestiones en los mercados diario e intradiario, incluidos los requisitos para el establecimiento de metodologías comunes para determinar los volúmenes de capacidad disponibles simultáneamente entre zonas de oferta, criterios para evaluar la eficiencia y un proceso de revisión para definir dichas zonas. Los artículos 32 y 34 del Reglamento (UE) 2015/1222 establecen normas sobre la revisión de la configuración de las zonas de oferta, sus artículos 41 y 54 establecen límites armonizados para los precios máximos y mínimos de casación en la negociación diaria e intradiaria, su artículo 59 establece normas sobre las horas de cierre del mercado interzonal intradiario y su artículo 74 contiene normas sobre las metodologías de reparto de los costes de redespacho e intercambio compensatorio.
- (17) El Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión ⁽⁸⁾ establece normas detalladas sobre la asignación de capacidad interzonal en los mercados a plazo, sobre el establecimiento de una metodología común para determinar la capacidad interzonal a largo plazo, sobre el establecimiento de una plataforma única de asignación a nivel europeo que ofrezca derechos de transmisión a largo plazo y sobre la posibilidad de devolver derechos de transmisión a largo plazo para la posterior asignación de capacidad a plazo o la transferencia de derechos de transmisión a largo plazo entre los participantes en el mercado. El artículo 30 del Reglamento (UE) 2016/1719 establece normas relativas a los productos de cobertura de futuros.

⁽⁷⁾ 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).

⁽⁸⁾ 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).

- (18) El Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión ⁽⁹⁾ define los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad a la red interconectada, en particular los módulos de generación de electricidad síncronos, los módulos de parque eléctrico y los módulos de parque eléctrico en alta mar. Dichos requisitos contribuyen a asegurar unas condiciones justas de competencia en el mercado interior de la electricidad, a garantizar la seguridad del sistema y la integración de la electricidad procedente de fuentes renovables, así como a facilitar el comercio de electricidad en la Unión. Los artículos 66 y 67 del Reglamento (UE) 2016/631 establecen normas relativas a las tecnologías emergentes en la generación de electricidad.
- (19) Las zonas de oferta que reflejan la distribución de la oferta y la demanda constituyen una piedra angular del comercio de la electricidad basado en el mercado y son una condición previa para explotar plenamente el potencial de los métodos de asignación de capacidad, incluido el método basado en flujos de energía. Por lo tanto, las zonas de oferta deben definirse de forma que se garanticen la liquidez del mercado, la gestión eficiente de la congestión y la eficiencia general del mercado. Cuando se inicie una revisión de la configuración de las zonas de oferta por parte de una única autoridad reguladora o gestor de redes de transporte con la aprobación de la autoridad reguladora competente, en el caso de las zonas de oferta dentro de la zona de control del gestor de redes de transporte, si la configuración de las zonas de oferta tiene un impacto insignificante sobre las zonas de control de los gestores de las redes de transporte colindantes, y la revisión de la configuración de las zonas de oferta es necesaria para mejorar la eficiencia, maximizar las oportunidades comerciales transfronterizas o mantener la seguridad operativa, el gestor de redes de transporte de la zona de control pertinente y la autoridad reguladora competente deben ser, respectivamente, el único gestor de redes de transporte y la única autoridad reguladora que participen en la revisión. El gestor de las redes de transporte pertinente y la autoridad reguladora competente deben notificar la revisión con antelación a los gestores de redes de transporte colindantes y publicar los resultados de la revisión. Debe ser posible iniciar una revisión regional de las zonas de oferta tras el informe técnico sobre la congestión en consonancia con el artículo 14 del presente Reglamento o de conformidad con los procedimientos existentes establecidos en el Reglamento (UE) 2015/1222.
- (20) Cuando los centros de coordinación regionales lleven a cabo el cálculo de la capacidad, deben maximizar la capacidad considerando medidas correctoras no costosas y respetando los límites de seguridad operativa de los gestores de las redes de transporte de la región de cálculo de la capacidad. Cuando el cálculo no dé lugar a una capacidad igual o superior a la capacidad mínima establecida en el presente Reglamento, los centros de coordinación regionales deben considerar todas las medidas correctoras costosas para aumentar la capacidad hasta alcanzar la capacidad mínima, incluida la posibilidad de redespacho dentro de las regiones de cálculo de la capacidad y entre las mismas, al tiempo que se respetan los límites de seguridad operativa de los gestores de las redes de transporte de la región de cálculo de la capacidad. Los gestores de las redes de transporte deben informar de manera precisa y transparente de todos los aspectos del cálculo de la capacidad de conformidad con el presente Reglamento y garantizar que toda la información enviada a los centros de coordinación regionales sea exacta y adecuada para su finalidad.
- (21) Al llevar a cabo el cálculo de la capacidad, los centros de coordinación regionales calcularán las capacidades interzonales utilizando datos de los gestores de redes de transporte que respeten los límites de seguridad operativa de sus respectivas zonas de control. Los gestores de redes de transporte deben poder decidir desviarse del cálculo coordinado de la capacidad si su aplicación diera lugar a una violación de los límites de seguridad operativa de los elementos de red en su zona de control. Esas desviaciones deben ser objeto de un atento seguimiento y notificadas de forma transparente con miras a evitar abusos y a garantizar que el volumen de la capacidad de interconexión que se ponga a disposición de los participantes en el mercado no esté limitado a fin de resolver la congestión dentro de una zona de oferta. Cuando exista un plan de acción, dicho plan debe tener en cuenta las desviaciones y abordar su causa.
- (22) Los principios esenciales del mercado deben establecer que los precios de la electricidad sean determinados por la oferta y la demanda. Esos precios han de señalar cuándo se necesita electricidad, ofreciendo así incentivos basados en el mercado para las inversiones en fuentes de flexibilidad, como la generación flexible, la interconexión, la respuesta de la demanda o el almacenamiento de energía.

⁽⁹⁾ 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).

- (23) Si bien la descarbonización del sector de la electricidad, en cuyo mercado las fuentes de energía renovables están llamadas a ocupar un papel destacado, es uno de los objetivos de la Unión de la Energía, es esencial que el mercado elimine los obstáculos existentes al comercio transfronterizo y fomente las inversiones en infraestructuras de apoyo, como la generación más flexible, las interconexiones, la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía. Para apoyar este cambio hacia una generación variable y distribuida y garantizar que los principios del mercado de la energía sean la base para los futuros mercados de la electricidad de la Unión, es esencial volver a insistir en los mercados a corto plazo y en la fijación de precios en situaciones de escasez.
- (24) Los mercados a corto plazo mejorarán la liquidez y la competencia, al permitir que participen plenamente en el mercado más recursos, especialmente aquellos que son más flexibles. Una eficaz fijación de precios en situaciones de escasez incitará a los participantes en el mercado a reaccionar a las señales del mercado y a estar disponibles cuando este más los necesite, y garantizará que puedan recuperar sus costes en el mercado mayorista. Por tanto, es fundamental garantizar que se eliminen los límites de precios administrativos e implícitos para permitir la fijación de precios en situaciones de escasez. Al integrarse plenamente en la estructura del mercado, los mercados a corto plazo y la fijación de precios en situaciones de escasez contribuyen a relevar a otras medidas distorsionadoras del mercado, como los mecanismos de capacidad, para garantizar la seguridad del suministro. Al mismo tiempo, la fijación de precios en situaciones de escasez sin límites de precios en el mercado mayorista no debe comprometer la posibilidad de ofrecer precios fiables y estables para los clientes finales, especialmente los hogares, las pequeñas y medianas empresas (pymes) y los clientes industriales.
- (25) Sin perjuicio de los artículos 107, 108 y 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), las exenciones a los principios fundamentales del mercado, como la responsabilidad de balance, el despacho basado en el mercado o el redespacho, reducen las señales de flexibilidad y actúan como barreras al desarrollo de soluciones como el almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda o la agregación. Aunque todavía son necesarias exenciones para evitar cargas administrativas innecesarias a determinados participantes en el mercado, en particular los clientes domésticos y las pymes, las exenciones generales que abarcan a tecnologías enteras no son coherentes con la meta de lograr procesos de descarbonización basados en el mercado y eficientes, y deben, por consiguiente, ser sustituidas por medidas con objetivos más específicos.
- (26) La condición previa para una competencia efectiva en el mercado interior de la electricidad es el establecimiento de tarifas no discriminatorias, transparentes y adecuadas por la utilización de la red, incluidas las líneas de conexión en la red de transporte.
- (27) Las reducciones no coordinadas de las capacidades de los interconectores limitan cada vez más el intercambio de electricidad entre Estados miembros y se han convertido en un obstáculo importante para el establecimiento de un mercado interior de la electricidad plenamente operativo. El nivel máximo de capacidad de los interconectores y los elementos críticos de la red debe fijarse, por tanto, respetando las normas de seguridad de funcionamiento de la red, que incluye el cumplimiento del criterio de seguridad para contingencias n-1. Sin embargo, hay ciertas limitaciones a la hora de establecer el nivel de capacidad en una red mallada. Ha de establecerse niveles mínimos claros de capacidad disponible para el comercio interzonal con miras a reducir los efectos de los flujos en bucle y las congestiones internas en el comercio interzonal y proporcionar un valor de capacidad previsible a los participantes en el mercado. Cuando se utilice un método basado en flujos, esta capacidad mínima ha de determinar la parte mínima de capacidad de un elemento crítico de la red entre zonas o interno, respetando los límites de seguridad operativa, que deba utilizarse como entrada para el cálculo coordinado de la capacidad con arreglo al Reglamento (UE) 2015/1222, teniendo en cuenta las contingencias. La parte restante de capacidad podrá utilizarse para márgenes de fiabilidad, flujos en bucle y flujos internos. Además, en caso de que se prevean problemas para garantizar la seguridad de la red, deben poder aceptarse exenciones durante una fase transitoria limitada. Dichas derogaciones deben venir acompañadas de una metodología y de proyectos que faciliten una solución a largo plazo.
- (28) La capacidad de intercambio de las interconexiones a la que se aplicará el criterio de capacidad mínima del 70 % según el enfoque basado en la capacidad de neta de intercambio (NTC) es la transmisión máxima de potencia activa que respeta los límites de seguridad operacional y tiene en cuenta las situaciones de contingencias. El cálculo coordinado de esta capacidad también tiene en cuenta que los flujos de electricidad se distribuyen de manera desigual entre los componentes individuales y no se trata solo de agregar capacidades de líneas de interconexión. Esta capacidad no tiene en cuenta el margen de confiabilidad, los flujos de bucle o los flujos internos que se tienen en cuenta dentro del 30 % restante.

- (29) Es importante evitar que las normas divergentes en materia de seguridad, de explotación y de planificación utilizadas por los gestores de redes de transporte en los Estados miembros conduzcan a una distorsión de la competencia. Además, debe existir transparencia para los operadores de mercado en lo relativo a las capacidades de transferencia disponibles y a las normas en materia de seguridad, de explotación y de planificación que afecten a las capacidades de transferencia disponibles.
- (30) Para orientar de manera eficiente las inversiones necesarias, también es preciso que los precios aporten señales sobre dónde se necesita más la electricidad. En un sistema de electricidad zonal, unas buenas señales de localización exigen una determinación coherente, objetiva y fiable de las zonas de oferta a través de un proceso transparente. A fin de garantizar la operación y planificación eficientes de la red de electricidad de la Unión y proporcionar señales de precios eficaces para la nueva capacidad de generación, la respuesta de la demanda o las infraestructuras de transporte, las zonas de oferta deben reflejar la congestión estructural. En particular, no debe reducirse la capacidad interzonal para resolver la congestión interna.
- (31) Para reflejar los principios divergentes de optimizar las zonas de oferta sin poner en peligro los mercados líquidos y las inversiones en la red, deben preverse dos opciones para superar las congestiones. Los Estados miembros deben poder escoger entre la configuración de su zona de oferta o medidas como el refuerzo de la red y la optimización de la red. El punto de partida para tal decisión debe ser la detección de las congestiones estructurales prolongadas bien por parte de los gestores de la red de transporte de un Estado miembro, o mediante un informe de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad»), o bien mediante la revisión de las zonas de oferta. Los Estados miembros deben tratar de encontrar una solución común, en primer lugar, sobre cómo abordar las congestiones del mejor modo posible. En este sentido, los Estados miembros podrían adoptar planes de acción nacionales o multinacionales para resolver los problemas de congestión. Con respecto a los Estados miembros que adopten un plan de acción para resolver las congestiones mediante medidas, debería aplicarse un periodo de introducción progresiva con arreglo a una trayectoria lineal para la apertura de interconectores. Al final de la ejecución de ese plan de acción, los Estados miembros deben tener la posibilidad de optar por una reconfiguración de las zonas de oferta o por tratar las congestiones restantes con medidas correctoras, cuyos costes asumirían. En este último caso, una configuración de su zona de oferta no puede hacerse contra la voluntad del Estado miembro, siempre y cuando se alcancen los umbrales mínimos de capacidad. El nivel mínimo de capacidad que debe utilizarse en el cálculo coordinado de la capacidad debe ser un porcentaje de la capacidad de un elemento crítico de la red, según se define de acuerdo al proceso de selección con arreglo al Reglamento (UE) 2015/1222, después, o en el caso de un método basado en flujos, a la vez que se respetan los límites de seguridad operativa en situaciones de contingencia. Como medida de último recurso, la Comisión debe poder decidir sobre la configuración de las zonas de oferta y modificar la configuración de zonas solo de aquellos Estados miembros que hayan optado por una división o que no hayan alcanzado el nivel mínimo de referencia.
- (32) Una descarbonización eficiente del sistema eléctrico mediante la integración de los mercados requiere suprimir sistemáticamente los obstáculos al comercio transfronterizo para superar la fragmentación de los mercados y permitir que los consumidores de energía de la Unión aprovechen plenamente las ventajas de la competencia y de unos mercados de electricidad integrados.
- (33) El presente Reglamento debe establecer principios fundamentales sobre tarificación y asignación de capacidad al tiempo que prevé la adopción de directrices en las que se detallan otros principios y métodos pertinentes, para permitir una adaptación rápida en caso de que cambien las circunstancias.
- (34) La gestión de los problemas de congestión debe proporcionar indicadores económicos correctos a los gestores de redes de transporte y a los participantes del mercado, y deben basarse en mecanismos de mercado.
- (35) En un mercado abierto y competitivo, los gestores de redes de transporte deben ser compensados, tanto por los gestores de las redes de transporte de las que proceden los flujos transfronterizos como por los gestores de las redes donde estos flujos terminan, por los costes derivados de acoger en sus redes flujos eléctricos transfronterizos.
- (36) Al fijar las tarifas de acceso a las redes nacionales, se deben tener en cuenta los pagos y los ingresos resultantes de la compensación entre gestores de redes de transporte.
- (37) Las cantidades reales que deben abonarse por el acceso transfronterizo a la red pueden variar considerablemente en función de los gestores de redes de transporte que intervienen y debido a las diferencias de estructura de los sistemas de tarificación aplicados en los Estados miembros. Por consiguiente, es necesario cierto grado de armonización, a fin de evitar la distorsión del comercio.

- (38) Conviene establecer reglas sobre la utilización de los ingresos procedentes de los procedimientos de gestión de la congestión, a menos que la naturaleza específica del interconector de que se trate justifique una exención de dichas reglas.
- (39) Para establecer unas condiciones de competencia equitativas entre todos los participantes en el mercado, las tarifas de acceso a la red deben aplicarse de modo que no discriminen, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte. Las tarifas de acceso a la red no deben discriminar contra el almacenamiento de energía, desincentivar la participación en la respuesta de la demanda ni representar un obstáculo a la mejora de la eficiencia energética.
- (40) A fin de aumentar la transparencia y comparabilidad de las tarifas en caso de que no se considere adecuada una armonización vinculante, la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (en lo sucesivo, «ACER»), creada por el Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁰⁾, debe publicar un informe sobre las mejores prácticas en materia de métodos de fijación de tarifas.
- (41) Para garantizar una inversión óptima en la red transeuropea y afrontar el reto de que no puedan construirse proyectos de interconexión viables por falta de priorización a nivel nacional, el uso de las rentas de congestión debe reconsiderarse, y contribuir a garantizar la disponibilidad y mantener o aumentar las capacidades de interconexión.
- (42) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de transporte de electricidad y de permitir el comercio y el suministro de electricidad a través de las fronteras de la Unión, debe establecerse una REGRT de Electricidad. Las tareas de la REGRT de Electricidad deben desempeñarse de conformidad con las normas de competencia de la Unión, que son aplicables a las decisiones de la REGRT de Electricidad. Las tareas de la REGRT de Electricidad deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficiencia y de transparencia. Los códigos de red que elabore la REGRT de Electricidad no tendrán por objeto sustituir a los necesarios códigos de red nacionales para asuntos no transfronterizos. Dado que pueden conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de transporte deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes no vinculantes de desarrollo de red a nivel de la Unión. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de la red a nivel regional. La cooperación a nivel regional debe ser compatible con el progreso hacia un mercado interior de la electricidad competitivo y eficiente.
- (43) La REGRT de Electricidad debe realizar un fuerte análisis europeo de cobertura a medio y largo plazo a fin de tener una base objetiva para evaluar los problemas de cobertura. Los problemas de cobertura que aborden los mecanismos de capacidad deben basarse en el análisis europeo de cobertura. Dicho análisis debe poder complementarse con análisis nacionales.
- (44) La metodología para el análisis de cobertura a largo plazo (de diez años a un año) contemplada en el presente Reglamento tiene un objetivo que es diferente del de los análisis de cobertura estacionales (seis meses), como se establece en el artículo 9 del Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹¹⁾. Los análisis a medio y largo plazo se utilizan principalmente para detectar problemas de cobertura y para medir la necesidad de mecanismos de capacidad en los que se utilicen los análisis de cobertura estacionales para alertar de los riesgos a corto plazo que puedan producirse en un plazo de seis meses y puedan causar un deterioro significativo de la situación de la oferta de energía eléctrica. Por otro lado, los centros de coordinación regionales también efectúan análisis regionales de cobertura sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Se trata de análisis de cobertura a muy corto plazo (semanal o diario) utilizadas en el contexto de la operación del sistema.
- (45) Antes de la introducción de mecanismos de capacidad, los Estados miembros deben evaluar las distorsiones de regulación que planteen problemas de cobertura relacionados. Conviene que se requiera a los Estados miembros que adopten medidas para eliminar las distorsiones detectadas, debiendo además adoptar un calendario para su aplicación. Solo deben introducirse mecanismos de capacidad para abordar los problemas de cobertura que no puedan resolverse eliminando tales distorsiones.

⁽¹⁰⁾ Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (véase la página 22 del presente Diario Oficial).

⁽¹¹⁾ Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE (véase la página 1 del presente Diario Oficial).

- (46) Los Estados miembros que tengan la intención de introducir mecanismos de capacidad deben extraer objetivos en materia de cobertura sobre la base de un proceso transparente y verificable. Los Estados miembros deben tener la posibilidad de fijar el nivel de seguridad del suministro que deseen alcanzar.
- (47) Con arreglo al artículo 108 del TFUE, la Comisión tiene competencia exclusiva para evaluar la compatibilidad con el mercado interior de las medidas de ayudas de Estado que los Estados miembros pueden poner en marcha. Esa evaluación se realiza en virtud del artículo 107, apartado 3, del TFUE, y de conformidad con las disposiciones y directrices correspondientes que la Comisión puede adoptar a tal efecto. El presente Reglamento se entiende sin perjuicio de la competencia exclusiva que el TFUE confiere a la Comisión.
- (48) Los mecanismos de capacidad ya existentes deben revisarse a la luz del presente Reglamento.
- (49) Conviene establecer en el presente Reglamento normas detalladas para facilitar la participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad. Los gestores de redes de transporte deben facilitar la participación de los productores interesados en los mecanismos de capacidad en otros Estados miembros. Por tanto, deben calcular hasta qué capacidades será posible la participación transfronteriza, permitir la participación y comprobar las disponibilidades. Las autoridades reguladoras deben hacer cumplir la normativa transfronteriza en los Estados miembros.
- (50) Los mecanismos de capacidad no deben compensar en exceso, al tiempo que deben garantizar la seguridad del suministro. A este respecto, deben construirse mecanismos de capacidad distintos de las reservas estratégicas de forma que se asegure que el precio que se abone por la disponibilidad tienda automáticamente a cero cuando se espere que el nivel de capacidad que sería rentable en el mercado de la energía sin un mecanismo de capacidad sea el adecuado de cara a satisfacer el nivel de capacidad exigido.
- (51) Al objeto de respaldar a los Estados miembros y a las regiones que se enfrenten a desafíos sociales, industriales y económicos debido a la transición energética, la Comisión ha creado una iniciativa en favor de las regiones con un uso intensivo del carbón y con altas emisiones de carbono. En ese contexto, la Comisión debe asistir a los Estados miembros, también con apoyo financiero específico, si se dispone del mismo, para permitir una «transición justa» en esas regiones.
- (52) Habida cuenta de las diferencias entre los sistemas nacionales de energía y las limitaciones técnicas de las redes eléctricas existentes, el mejor planteamiento para avanzar en la integración del mercado es en muchos casos el regional. Por ello, conviene reforzar la cooperación regional de los gestores de redes de transporte. Con el fin de garantizar una cooperación eficiente, un nuevo marco normativo debe prever una gobernanza regional más fuerte y una supervisión regulatoria, también mediante el refuerzo del poder decisorio de la ACER en cuestiones transfronterizas. En situaciones de crisis también puede ser necesaria una cooperación más estrecha entre los Estados miembros, a fin de aumentar la seguridad del suministro y limitar las distorsiones del mercado.
- (53) La coordinación entre los gestores de redes de transporte a nivel regional se ha formalizado con la participación obligatoria de los gestores de redes de transporte en los coordinadores regionales de seguridad. La coordinación regional entre los gestores de redes de transporte debe seguir desarrollándose mediante un marco institucional mejorado por medio de la creación de centros de coordinación regionales. La creación de centros de coordinación regionales debe tener en cuenta las iniciativas de coordinación regional existentes o previstas, y apoyar la operación, cada vez más integrada, de las redes eléctricas en toda la Unión, garantizando así su funcionamiento eficiente y seguro. Por esa razón, es necesario garantizar que la coordinación de los gestores de redes de transporte a través de los centros de coordinación regionales tenga lugar en toda la Unión. Si los gestores de redes de transporte de una región determinada aún no están coordinados mediante un centro de coordinación regional existente o previsto, el gestor de las redes de transporte de dicha región establecerá o designará un centro de coordinación regional.
- (54) El ámbito geográfico de los centros de coordinación regionales debe permitirles contribuir eficazmente a la coordinación de las operaciones de los gestores de redes de transporte en las regiones y debe conducir a una mejora de la seguridad del sistema y de la eficiencia del mercado. Los centros de coordinación regionales deben disponer de la flexibilidad necesaria para desempeñar sus tareas en la región del modo que mejor se adapte a la naturaleza de cada una de las tareas que se les hayan confiado.

- (55) Los centros de coordinación regionales deben llevar a cabo las tareas cuya regionalización aporte un valor añadido frente a las tareas desempeñadas a nivel nacional. Las tareas de los centros de coordinación regionales deben incluir las llevadas a cabo por los coordinadores regionales de seguridad en virtud del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión ⁽¹²⁾, así como otras operaciones de los sistemas, la gestión de los mercados y la preparación frente a los riesgos. Las tareas llevadas a cabo por los centros de coordinación regionales deben excluir la operación en tiempo real de la red eléctrica.
- (56) En el desempeño de sus tareas, los centros de coordinación regionales contribuirán a la consecución de los objetivos de 2030 y 2050 fijados en el marco de la política energética y climática.
- (57) Los centros de coordinación regionales deben actuar en primer lugar en beneficio de la operación de las redes y mercados de la región. Por tanto, los centros de coordinación regionales deben tener los poderes necesarios para coordinar las acciones que deban llevar a cabo los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema, en lo que atañe a determinadas funciones, y deben desempeñar un papel consultivo más destacado para las demás funciones.
- (58) Los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros de los centros de coordinación regionales no deben exceder de lo estrictamente necesario para el desempeño de sus tareas.
- (59) La REGRT de Electricidad debe garantizar que las actividades de los centros de coordinación regionales estén coordinadas más allá de las fronteras regionales.
- (60) Con el fin de aumentar la eficiencia de las redes de distribución de electricidad en la Unión y de asegurar una estrecha cooperación entre los gestores de redes de transporte y con la REGRT de Electricidad, conviene establecer una entidad de los gestores de redes de distribución de la Unión («entidad de los GRD de la UE»). Las tareas de la entidad de los GRD de la UE deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficiencia, de transparencia y de representatividad entre los gestores de redes de distribución de la Unión. La entidad de los GRD de la UE debe cooperar estrechamente con la REGRT de Electricidad en la preparación y aplicación de los códigos de red, en su caso, y debe aportar orientaciones sobre la integración, entre otras cosas, de la generación distribuida y el almacenamiento de energía en redes de distribución u otros ámbitos relativos a la gestión de las redes de distribución. Asimismo, la entidad de los GRD de la UE debe tener debidamente en cuenta las especificidades inherentes a las redes de distribución conectadas aguas abajo de las redes eléctricas en islas que no están conectadas con otras redes eléctricas por medio de interconectores.
- (61) Se requiere una mayor cooperación y coordinación entre los gestores de redes de transporte para garantizar la creación de códigos de red según los cuales se ofrezca y se dé un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte a través de las fronteras, así como para garantizar una planificación coordinada y suficientemente previsora y una evolución técnica adecuada del sistema de transporte de la Unión, incluida la creación de capacidades de interconexión, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente. Esos códigos de red deben ajustarse a directrices marco que no tienen carácter vinculante, elaboradas por la ACER. La ACER debe intervenir en la revisión, sobre la base de fundamentos de hecho, de los proyectos de códigos de red, incluida su conformidad con dichas directrices marco, y puede recomendar su adopción a la Comisión. La ACER debe evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y puede recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de transporte deben operar sus redes de acuerdo con estos códigos de red.
- (62) La experiencia adquirida con el desarrollo y la adopción de códigos de red ha demostrado que es útil racionalizar el procedimiento de desarrollo aclarando que la ACER tiene derecho a revisar los proyectos de códigos de red de la electricidad antes de presentarlos a la Comisión.
- (63) A fin de garantizar el funcionamiento correcto del mercado interior de la electricidad, deben establecerse procedimientos que permitan a la Comisión adoptar decisiones y directrices en materia, por ejemplo, de tarificación y asignación de capacidad, al tiempo que se asegura la participación de las autoridades reguladoras en ese proceso, si procede, a través de su asociación a escala de la Unión. Las autoridades reguladoras, junto con otras autoridades competentes de los Estados miembros, desempeñan un papel importante contribuyendo al buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

⁽¹²⁾ 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 (DO L 220 de 25.8.2017, p. 1).

- (64) El trabajo asignado a la REGRT de Electricidad es de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial un proceso eficaz de consulta, y en él deben desempeñar un papel importante las estructuras creadas para facilitar y agilizar las consultas, como las autoridades reguladoras o la ACER.
- (65) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo a la totalidad de la red de transporte de electricidad en la Unión, la REGRT de Electricidad debe elaborar, publicar y actualizar regularmente un plan decenal de desarrollo de la red de la Unión y no vinculante. Este plan de desarrollo de la red debe incluir redes viables de transporte de electricidad y las conexiones regionales necesarias y pertinentes desde el punto de vista comercial o de la seguridad del suministro.
- (66) La inversión en grandes infraestructuras debe promocionarse intensamente, asegurando, al mismo tiempo, el adecuado funcionamiento del mercado interior de la electricidad. A fin de reforzar el efecto positivo de los interconectores de corriente continua exentos y la seguridad del suministro, debe comprobarse su interés para el mercado, durante la fase de planificación, y han de adoptarse las normas sobre gestión de la congestión. Cuando los interconectores de corriente continua estén situados en el territorio de más de un Estado miembro, la ACER debe tratar en última instancia todas las solicitudes de exención para valorar adecuadamente sus implicaciones transfronterizas y facilitar su tramitación administrativa. Además, dado el riesgo excepcional que lleva aparejado la construcción de estas infraestructuras exentas, se debe permitir eximir temporalmente a las empresas con intereses en el suministro y la producción de la plena aplicación a estos proyectos de las normas sobre separación. Las exenciones concedidas en virtud del Reglamento (CE) n.º 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹³⁾ siguen aplicándose hasta la fecha de expiración prevista indicada en la decisión sobre la concesión de la exención. La infraestructura eléctrica en alta mar con una doble funcionalidad [los denominados «offshore hybrid assets» (activos híbridos en alta mar)], que combina transporte de energía eólica marina a la costa e interconectores, también debe poder acogerse a una exención, como en virtud de las normas aplicables a los nuevos interconectores de corriente continua. En caso necesario, el marco regulador debe tener debidamente en cuenta la situación específica de esos activos con el fin de superar los obstáculos a la materialización de los activos híbridos en alta mar rentables socialmente.
- (67) Para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que quienes participan en él estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden estar sujetos a sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias. Deben concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro. En el mercado de la electricidad, muchas decisiones importantes las adoptan los productores, que deben mantener esa información al respecto de dichas decisiones fácilmente accesible y a disposición de las autoridades competentes durante un período de tiempo especificado. Además, las autoridades competentes deben hacer un seguimiento regular de la observancia de las normas por parte de los gestores de redes de transporte. Conviene eximir de esa obligación a los pequeños productores que carezcan de posibilidades reales de distorsionar el mercado.
- (68) Los Estados miembros y las autoridades competentes han de facilitar a la Comisión toda la información necesaria. La Comisión debe tratar dicha información de forma confidencial. En caso necesario, la Comisión debe poder solicitar toda información pertinente directamente de las empresas interesadas, siempre y cuando se informe a las autoridades competentes.
- (69) Los Estados miembros deben establecer normas relativas a las sanciones en caso de incumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento y velar por la aplicación de las mismas. Las sanciones deben ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.
- (70) Los Estados miembros, las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía y otros terceros países que apliquen el presente Reglamento o formen parte de un área sincrona de Europa continental deben cooperar estrechamente en todos los asuntos relacionados con el desarrollo de una región integrada del comercio de electricidad y no deben adoptar medidas que pongan en peligro el avance de la integración de los mercados de la electricidad ni la seguridad del suministro de los Estados miembros y las Partes contratantes.
- (71) Cuando se adoptó el Reglamento (CE) n.º 714/2009, existían pocas normas a escala de la Unión para el mercado interior de la electricidad. Desde entonces, el mercado interior de la Unión se ha vuelto más complejo debido al cambio fundamental que los mercados están experimentando, especialmente en lo que se refiere al despliegue de la generación de electricidad procedente de fuentes renovables no gestionables. Por lo tanto, los códigos de red y las directrices han pasado a ser muy exhaustivos e incluyen tanto cuestiones generales como técnicas.

⁽¹³⁾ Reglamento (CE) n.º 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (DO L 176 de 15.7.2003, p. 1).

- (72) Con el fin de garantizar el grado mínimo de armonización necesario para un funcionamiento eficaz del mercado, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos de conformidad con el artículo 290 del TFUE por lo que respecta a elementos no esenciales de determinados ámbitos que son fundamentales para la integración del mercado. Esos actos deben incluir la adopción y modificación de determinados códigos de red y directrices, cuando complementen el presente Reglamento, la cooperación regional de los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras, las compensaciones financieras entre los gestores de redes de transporte, así como la aplicación de las disposiciones de exención para los nuevos interconectores. Reviste especial importancia que la Comisión lleve a cabo las consultas oportunas durante la fase preparatoria, en particular con expertos, y que esas consultas se realicen de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación ⁽¹⁴⁾. En particular, a fin de garantizar una participación equitativa en la preparación de los actos delegados, el Parlamento Europeo y el Consejo reciben toda la documentación al mismo tiempo que los expertos de los Estados miembros, y sus expertos tienen acceso sistemáticamente a las reuniones de los grupos de expertos de la Comisión que se ocupen de la preparación de actos delegados.
- (73) A fin de garantizar unas condiciones uniformes de ejecución del presente Reglamento, deben conferirse a la Comisión, de conformidad con el artículo 291 del TFUE, competencias de ejecución. Dichas competencias deben ejercerse conforme al Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁵⁾. Debe utilizarse el procedimiento de examen para la adopción de dichos actos de ejecución.
- (74) Dado que el objetivo del presente Reglamento, a saber, la creación de un marco armonizado para el comercio transfronterizo de electricidad, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros, sino que, debido a su dimensión y sus efectos, puede lograrse mejor a escala de la Unión, esta puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad establecido en el artículo 5 del Tratado de la Unión Europea. De conformidad con el principio de proporcionalidad establecido en el mismo artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.
- (75) En aras de la coherencia y la seguridad jurídica, ninguna disposición del presente Reglamento debe impedir la aplicación de las exenciones derivadas del artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

CAPÍTULO I

OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento tiene por objeto:

- a) sentar las bases de un logro eficiente de los objetivos de la Unión de la Energía, y en particular del marco de la política climática y energética para 2030, haciendo posible que las señales del mercado se verifiquen para aumentar la eficiencia, la cuota de fuentes de energía renovables, la seguridad del suministro, la flexibilidad, la sostenibilidad, la descarbonización y la innovación;
- b) establecer principios fundamentales para el funcionamiento correcto y la integración de los mercados de la electricidad que permitan un acceso al mercado no discriminatorio a todos los proveedores de recursos y clientes, capaciten a los consumidores de electricidad, garanticen la competencia en el mercado mundial así como la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y la eficiencia energética, faciliten la agregación de la demanda distribuida y el suministro y permitan una integración de los mercados y sectorial y una remuneración basada en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes renovables;

⁽¹⁴⁾ DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

⁽¹⁵⁾ Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de febrero de 2011, por el que se establecen las normas y los principios generales relativos a las modalidades de control por parte de los Estados miembros del ejercicio de las competencias de ejecución por la Comisión (DO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

- c) establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad teniendo en cuenta de las particularidades de los mercados nacionales y regionales, incluyendo el establecimiento un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos, la fijación de principios armonizados sobre tarifas de transporte transfronterizo y sobre la asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte;
- d) facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, que contribuya a un elevado nivel de seguridad en el suministro eléctrico y establecer mecanismos de armonización de estas normas para el comercio transfronterizo de electricidad.

Artículo 2

Definiciones

Se aplicarán las siguientes definiciones:

- 1) «interconector»: una línea de transmisión que cruza o bordea una frontera entre Estados miembros y que conecta los sistemas nacionales de transmisión de los Estados miembros;
- 2) «autoridades reguladoras»: una autoridad reguladora designada por cada Estado miembro en virtud del artículo 57, apartado 1, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 3) «flujo transfronterizo»: un flujo físico de electricidad en una red de transporte de un Estado miembro que procede de la incidencia de la actividad de productores, los clientes, o ambos, fuera de dicho Estado miembro en su red;
- 4) «congestión»: la situación en la que todas las solicitudes por parte de participantes en el mercado de comerciar entre zonas de red no pueden ser acogidas, pues afectarían significativamente a los flujos físicos sobre elementos de la red que no pueden acoger tales flujos;
- 5) «nuevo interconector»: un interconector que no estaba completado el 4 de agosto de 2003;
- 6) «congestión estructural»: congestión de la red de transporte que puede definirse de manera inequívoca, es predecible, estable geográficamente a lo largo del tiempo y frecuentemente recurrente en condiciones normales de la red energética;
- 7) «operador del mercado»: entidad que presta un servicio en virtud del cual las ofertas de venta de electricidad se combinan con ofertas de compra de electricidad;
- 8) «operador designado para el mercado eléctrico» o «NEMO», por sus siglas en inglés: operador del mercado designado por la autoridad competente para realizar funciones relacionadas con el acoplamiento único diario o intradiario;
- 9) «valor de carga perdida»: una estimación en EUR/MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes están dispuestos a pagar para evitar una interrupción;
- 10) «balance»: todas las acciones y procesos, en todos los plazos, con que los gestores de redes de transporte garantizan, de manera continua, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido y la conformidad con la cantidad de reservas necesaria con respecto a la calidad exigida;
- 11) «energía de balance»: energía utilizada por los gestores de redes de transporte para realizar el balance;
- 12) «proveedor de servicios de balance»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los gestores de redes de transporte;
- 13) «reserva de balance»: volumen de capacidad que un proveedor de servicios de balance ha aceptado mantener y respecto al cual el proveedor de servicios de balance ha aceptado presentar ofertas por un volumen correspondiente de energía de balance al gestor de la red de transporte durante el período de vigencia del contrato;
- 14) «sujeto de liquidación responsable del balance»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad;
- 15) «período de liquidación de los desvíos»: unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de los sujetos de liquidación responsables del balance;

- 16) «precio de desvío»: precio, ya sea positivo, negativo o cero, en cada período de liquidación de los desvíos por un desvío en cualquier dirección;
- 17) «zona de precio de desvío»: la zona en la que se calcula un precio de desvío;
- 18) «proceso de precualificación»: el proceso en el que se verifica la conformidad de un proveedor de reserva de balance con los requisitos de los gestores de redes de transporte;
- 19) «capacidad de reserva»: la cantidad de las reservas para la contención de la frecuencia, las reservas para la recuperación de la frecuencia o las reservas para sustitución que debe estar a disposición del gestor de la red de transporte;
- 20) «despacho prioritario»: por lo que respecta al modelo de autodespacho, el despacho de las centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de las ofertas y, por lo que respecta al modelo de despacho centralizado, el despacho de las centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de ofertas y de las limitaciones de la red, dando prioridad al despacho de determinadas tecnologías de generación;
- 21) «región de cálculo de capacidad»: zona geográfica en la que se aplica el cálculo coordinado de la capacidad;
- 22) «mecanismo de capacidad»: medida temporal para garantizar la consecución del nivel necesario de cobertura, remunerando los recursos por su disponibilidad, excluidas las medidas relativas a los servicios auxiliares y gestión de la congestión;
- 23) «cogeneración de alta eficiencia»: cogeneración que cumple los criterios establecidos en el anexo II de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁶⁾;
- 24) «proyecto de demostración»: proyecto que demuestra una tecnología como primera de su tipo en la Unión y que representa una innovación importante que va mucho más allá del estado actual de la técnica;
- 25) «participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance;
- 26) «redespacho»: medida, incluida la reducción, activada por uno o varios gestores de redes de transporte o gestores de redes de distribución a través de la alteración de la generación, el diagrama de carga, o ambos, a fin de cambiar los flujos físicos del sistema eléctrico y aliviar una congestión física o asegurar de otra manera la seguridad del sistema;
- 27) «intercambio compensatorio»: intercambio entre zonas iniciado por los gestores de las redes entre dos zonas de oferta para aliviar la congestión física;
- 28) «instalación de generación de electricidad»: instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad conectados a una red;
- 29) «modelo de despacho central»: modelo de programación y despacho en el que los programas de generación y los programas de consumo, así como el despacho de las instalaciones de generación de electricidad y las instalaciones de demanda, en referencia a las instalaciones del despacho, están determinados por un gestor de redes de transporte dentro del proceso de programación integrado;
- 30) «modelo de despacho descentralizado»: modelo de programación y despacho en el que los programas de generación y los programas de consumo, así como el despacho de las instalaciones de generación de electricidad y las instalaciones de demanda, están determinados por los operadores de programación de dichas instalaciones;
- 31) «producto estándar de balance»: producto de balance armonizado definido por todos los gestores de redes de transporte para el intercambio de servicios de balance;
- 32) «producto específico de balance»: producto de balance distinto de un producto estándar de balance;
- 33) «operador delegado»: entidad a la que han sido delegadas determinadas tareas u obligaciones específicas encomendadas a un gestor de redes de transporte o un operador designado para el mercado eléctrico en el marco del presente Reglamento o de cualquier otro acto jurídico de la Unión por parte de dicho gestor o NEMO o que han sido asignadas por un Estado miembro o una autoridad reguladora.

⁽¹⁶⁾ Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (DO L 315 de 14.11.2012, p. 1).

- 34) «cliente»: cliente tal como se define en el artículo 2, punto 1, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 35) «cliente final»: cliente final tal como se define en el artículo 2, punto 3, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 36) «cliente mayorista»: cliente mayorista tal como se define en el artículo 2, punto 2, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 37) «cliente doméstico»: cliente doméstico tal como define en el artículo 2, punto 4, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 38) «pequeña empresa»: pequeña empresa tal como se define en el artículo 2, punto 7, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 39) «cliente activo»: cliente activo tal como se define en el artículo 2, punto 8, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 40) «mercados de la electricidad»: mercados de electricidad tal como se definen en el artículo 2, punto 9, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 41) «suministro»: suministro tal como se define en el artículo 2, punto 12, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 42) «contrato de suministro de electricidad»: contrato de suministro de electricidad, tal como se define en el artículo 2, punto 13, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 43) «agregación»: agregación, tal como se define en el artículo 2, punto 18, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 44) «respuesta de la demanda»: respuesta de la demanda tal como se define en el artículo 2, punto 20, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 45) «sistema de medición inteligente»: sistema de medición inteligente, tal como se define en el artículo 2, punto 23, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 46) «interoperabilidad»: interoperabilidad tal como se define en el artículo 2, punto 24, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 47) «distribución»: distribución tal como se define en el artículo 2, punto 28, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 48) «gestor de la red de distribución»: gestor de la red de distribución tal como se define en el artículo 2, punto 29, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 49) «eficiencia energética»: eficiencia energética tal como se define en el artículo 2, punto 30, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 50) «energía procedente de fuentes renovables» o «energía renovable»: energía procedente de fuentes renovables tal como se define en el artículo 2, punto 31, de la Directiva (UE) 2019/944.
- 51) «generación distribuida»: generación distribuida tal como se define en el artículo 2, punto 32, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 52) «transmisión»: la transmisión tal como se define en el artículo 2, punto 34, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 53) «gestor de la red de transporte»: gestor de la red de transporte tal como se define en el artículo 2, punto 35, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 54) «usuarios de la red»: usuarios de la red tal como se define en el artículo 2, punto 36, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 55) «generación»: generación tal como se define en el artículo 2, punto 37, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 56) «productor»: productor tal como se define en el artículo 2, punto 38, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 57) «red interconectada»: red interconectada tal como se define en el artículo 2, punto 40, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 58) «pequeña red aislada»: pequeña red aislada tal como se define en el artículo 2, punto 42, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 59) «pequeña red conectada»: pequeña red conectada tal como se define en el artículo 2, punto 43, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 60) «servicios auxiliares»: servicios auxiliares tal como se definen en el artículo 2, punto 48, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 61) «servicio auxiliar de no frecuencia»: servicio auxiliar de no frecuencia tal como se define en el artículo 2, punto 49, de la Directiva (UE) 2019/944;

- 62) «almacenamiento de energía»: almacenamiento de energía tal como se define en el artículo 2, punto 59, de la Directiva (UE) 2019/944;
- 63) «centro de coordinación regional»: el centro de coordinación regional tal como se define en el artículo 35 del presente Reglamento;
- 64) «mercado mayorista de la energía»: mercado mayorista de la energía tal como se define en el artículo 2, punto 6, del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁷⁾;
- 65) «zona de ofertas»: la mayor zona geográfica en la que los participantes en el mercado pueden intercambiar energía sin asignación de capacidad;
- 66) «asignación de capacidad»: la asignación de capacidad interzonal;
- 67) «zona de control»: una parte coherente de la red interconectada, gestionada por un solo gestor de redes, y que incluirá las cargas físicas conectadas y/o las unidades de generación, si las hubiera;
- 68) «capacidad neta de intercambio coordinada»: un método de cálculo de la capacidad basado en el principio de evaluación y definición ex ante de un intercambio máximo de energía entre zonas de ofertas adyacentes;
- 69) «elemento crítico de la red»: un elemento de la red, situado dentro de una zona de ofertas o entre ellas, tenido en cuenta en el proceso de cálculo de la capacidad, que limita la cantidad de energía que puede intercambiarse;
- 70) «capacidad interzonal»: la capacidad del sistema interconectado para asimilar la transferencia de energía entre zonas de ofertas;
- 71) «unidad de generación»: un solo generador de electricidad perteneciente a una unidad de producción.

CAPÍTULO II

NORMAS GENERALES PARA EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 3

Principios relativos a la operación de los mercados de la electricidad

Los Estados miembros, las autoridades reguladoras, los gestores de las redes de transporte, los gestores de las redes de distribución, los operadores del mercado y los operadores delegados garantizarán que los mercados de la electricidad operen de acuerdo con los siguientes principios:

- a) los precios se formarán en función de la oferta y la demanda;
- b) las normas del mercado alentarán la libre formación de precios y evitarán las acciones que impidan la formación de los precios sobre la base de la oferta y la demanda;
- c) las normas del mercado facilitarán el desarrollo de una generación más flexible, una generación sostenible con baja emisión de carbono y una demanda más flexible;
- d) se dará a los clientes la posibilidad de beneficiarse de oportunidades de mercado y de una mayor competencia en los mercados minoristas y se les facultará para que actúen como participantes en el mercado de la energía y en la transición energética;
- e) la participación en el mercado de los clientes finales y las pequeñas empresas se hará posible mediante la agregación de la generación de electricidad a partir de instalaciones de generación o de la carga desde múltiples instalaciones de respuesta a la demanda para presentar ofertas conjuntas en el mercado de la electricidad y para ser gestionada conjuntamente en la red eléctrica, de conformidad con el Derecho de la Unión en materia de competencia;
- f) las normas del mercado harán posible la descarbonización del sistema eléctrico y, por consiguiente, de la economía, permitiendo la integración de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y proporcionando incentivos para la eficiencia energética;
- g) las normas del mercado aportarán incentivos adecuados a la inversión en la generación, especialmente a las inversiones a largo plazo para un sistema eléctrico sostenible y sin emisiones de carbono, el almacenamiento de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda a fin de satisfacer las necesidades del mercado y facilitarán la competencia equitativa para garantizar así la seguridad del suministro;

⁽¹⁷⁾ Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1)

- h) se eliminarán progresivamente los obstáculos a los flujos transfronterizos de electricidad entre las zonas de oferta o los Estados miembros y a las transacciones transfronterizas relativas a los mercados de la electricidad y los mercados de servicios afines;
- i) las normas del mercado preverán la cooperación regional cuando sea eficaz;
- j) la generación, el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda seguros y sostenibles participarán en condiciones de igualdad en el mercado, en virtud de los requisitos establecidos en el Derecho de la Unión;
- k) todos los productores serán directamente o indirectamente responsables de vender la electricidad que generan;
- l) las normas del mercado permitirán el desarrollo de proyectos de demostración de fuentes de energía, tecnologías o sistemas sostenibles, seguros y con baja emisión de carbono que se lleven a cabo y utilicen en beneficio de la sociedad;
- m) las normas del mercado permitirán el despacho eficiente de los activos de generación, del almacenamiento de energía y de la respuesta de la demanda;
- n) las normas del mercado permitirán la entrada y salida de empresas de generación de electricidad, almacenamiento de energía y suministro de electricidad en función de su evaluación de la viabilidad económica y financiera de sus operaciones;
- o) con el fin de permitir a los participantes estar protegidos frente a los riesgos de volatilidad de los precios de mercado y mitigar la incertidumbre sobre la futura rentabilidad de las inversiones, los productos de cobertura a largo plazo serán negociables en intercambios de manera transparente y los contratos de suministro a largo plazo serán negociables en los mercados no organizados, de conformidad con el Derecho de la Unión en materia de competencia.
- p) Las normas del mercado facilitarán el comercio de productos en toda la Unión y los cambios regulatorios tomarán en consideración los efectos en los productos y mercados a plazo y de futuros a corto y largo plazo;
- q) los participantes del mercado tienen derecho a obtener acceso a las redes de transporte y distribución en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Artículo 4

Transición justa

La Comisión apoyará a los Estados miembros que establezcan una estrategia nacional para la reducción progresiva de la capacidad existente de extracción de carbón y de otros combustibles fósiles sólidos y de generación de energía a partir de estas fuentes, a través de todos los medios disponibles, para posibilitar una transición justa en las regiones afectadas por el cambio estructural. La Comisión ayudará a los Estados miembros para abordar las repercusiones sociales y económicas de la transición hacia las energías limpias.

La Comisión colaborará estrechamente con las partes interesadas de las regiones con una utilización intensiva del carbón y altas emisiones de carbono, facilitará el acceso y el uso de los fondos y los programas disponibles, y fomentará el intercambio de buenas prácticas, en particular mediante debates sobre las hojas de ruta industriales y las necesidades de reciclaje de competencias.

Artículo 5

Responsabilidad en materia de balance

1. Todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio.
2. Los Estados miembros podrán establecer exenciones de la responsabilidad de balance únicamente para:
 - a) proyectos de demostración de tecnologías innovadoras, sujetos a la aprobación de la autoridad reguladora, siempre que su exención esté limitada en cuanto al tiempo y al alcance a los necesarios para la consecución de los fines de demostración;

- b) instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables con una capacidad eléctrica instalada de menos de 400 kW;
- c) instalaciones que se beneficien de ayudas aprobadas por la Comisión conforme a las normas sobre ayudas estatales de la Unión de los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, y encargadas antes del 4 de julio de 2019.

Los Estados miembros podrán, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107 y 108 del TFUE, incentivar a los participantes en el mercado que estén total o parcialmente exentos de responsabilidad de balance a aceptar la plena responsabilidad.

3. Cuando un Estado miembro conceda una exención con arreglo al artículo 5, apartado 2, deberá garantizar que otro participante en el mercado cumpla las responsabilidades financieras por los desvíos.

4. En el caso de instalaciones de generación de electricidad puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2026, el apartado 2, letra b), se aplicará únicamente a las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables con una capacidad eléctrica instalada de menos de 200 kW.

Artículo 6

Mercado de balance

1. Los mercados de balance, incluidos los procesos de precalificación, deberán organizarse de manera que:

- a) se garantice la no discriminación efectiva entre los participantes en el mercado, teniendo en cuenta las diferentes necesidades técnicas del sistema eléctrico y las diferentes capacidades técnicas de las fuentes de generación, el almacenamiento de energía y la respuesta de la demanda;
- b) se garantice una definición de los servicios transparente y neutral desde el punto de vista tecnológico y su adquisición transparente y basada en el mercado;
- c) se garantice un acceso no discriminatorio a todos los participantes en el mercado, individualmente o por agregación, incluida la electricidad procedente de fuentes de energía renovables no gestionables, la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía;
- d) se respete la necesidad de integrar porcentajes crecientes de generación variable, una mayor capacidad de respuesta de la demanda y la aparición de nuevas tecnologías.

2. El precio de la energía de balance no estará predeterminado en un contrato para reserva de balance. Los procesos de adquisición serán transparentes de conformidad con el artículo 40, apartado 4, de la Directiva (UE) 2019/944 respetando al mismo tiempo la confidencialidad de la información comercial sensible.

3. Los mercados de balance deberán garantizar la seguridad operativa, permitiendo al mismo tiempo una utilización máxima y la asignación eficiente de capacidad interzonal en todos los horizontes temporales de conformidad con el artículo 17.

4. La liquidación de la energía de balance en el caso de los productos estándar y específicos de balance se basará en precios marginales (remuneración al precio de casación o *pay-as-cleared*), salvo que todas las autoridades reguladoras aprueben un método de fijación de precios alternativo sobre la base de una propuesta conjunta de todos los gestores de redes de transporte, tras un análisis que demuestre que dicho método de fijación de precios alternativo es más eficiente.

Los participantes en el mercado estarán autorizados a presentar ofertas tan cerca del tiempo real como sea posible, y las horas de cierre del mercado de energía de balance no serán anteriores a la hora de cierre del mercado interzonal intradiario.

Los gestores de redes de transporte que apliquen un modelo de despacho central podrán establecer normas adicionales de conformidad con la línea directriz sobre el balance del sistema eléctrico adoptada sobre la base del artículo 6, apartado 11, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

5. Los desvíos se liquidarán a un precio que refleje el valor de la energía en tiempo real.

6. Cada zona de precio de desvío será idéntica a una zona de oferta, excepto en el caso de un modelo de despacho central donde una zona de precio de desvío pueda constituir una parte de una zona de oferta.

7. El dimensionamiento de la capacidad de reserva será llevado a cabo por los gestores de redes de transporte y facilitado a escala regional.

8. La adquisición de reserva de balance será realizada por los gestores de redes de transporte y podrá ser facilitada a escala regional. La reserva de capacidad transfronteriza a tal fin podrá ser limitada. La adquisición de reserva de balance se basará en el mercado y se organizará de manera que no sea discriminatoria entre los participantes en el mercado en el proceso de precalificación de conformidad con el artículo 40, apartado 4, de la Directiva (UE) 2019/944, tanto si los participantes en el mercado participan individualmente o mediante agregación.

La adquisición de reserva de balance se basará en un mercado primario a menos y en la medida en que la autoridad reguladora haya previsto una exención permitiendo el uso de otras formas de contratación basadas en el mercado por falta de competencia en el mercado de servicios de balance. Las exenciones de la obligación de basar la adquisición de reserva de balance en la utilización de los mercados primarios se revisarán cada tres años.

9. La adquisición de reserva de balance al alza y de reserva de balance a la baja se efectuará por separado, a menos que la autoridad reguladora apruebe una derogación de ese principio basada en la evaluación del gestor de redes de transporte en que demuestre que aumentaría así la eficiencia económica. La adquisición de reserva de balance no deberá realizarse más de un día antes del suministro de la reserva de balance, y el período de adquisición será como máximo de un día, a menos y en la medida en que la autoridad reguladora haya aprobado una adquisición anterior o períodos de adquisición más largos al objeto de garantizar la seguridad del suministro o mejorar la eficiencia económica.

Cuando se conceda una exención, al menos para el 40 % de los productos estándar de balance y un mínimo del 30 % de todos los productos utilizados para la reserva de balance, la adquisición de la reserva de balance deberá realizarse durante un día como máximo antes del suministro de la reserva de balance, y el período de adquisición será como máximo de un día. La adquisición de la parte restante de la reserva de balance se efectuará como máximo un mes antes del suministro de la reserva de balance, y tendrá una duración contractual máxima de un mes.

10. Previa solicitud del gestor de redes de transporte, la autoridad reguladora podrá decidir ampliar el período de adquisición de la parte restante de la reserva de balance a que se refiere el apartado 9 hasta un máximo de doce meses, siempre que dicha decisión sea limitada en el tiempo y que los efectos positivos en términos de reducción de costes para los clientes finales superen a los efectos negativos en el mercado. La solicitud incluirá:

- a) el período específico de tiempo durante el que estará en vigor la exención;
- b) el volumen específico de reserva de balance al que se aplicará la exención;
- c) el análisis del impacto de la exención en la participación de los recursos de balance; y
- d) la justificación de la exención en la que se demuestre que dicha exención daría lugar a una reducción de costes para los consumidores.

11. No obstante lo dispuesto en el apartado 10, a partir del 1 de enero de 2026 los períodos contractuales no serán superiores a seis meses.

12. A más tardar el 1 de enero de 2028, las autoridades reguladoras informarán a la ACER y a la Comisión del porcentaje de la reserva total cubierta por contratos de duración, o con períodos de adquisición, superiores a un día.

13. Los gestores de redes de transporte o sus operadores delegados publicarán, lo más cercano posible al tiempo real pero no más tarde de 30 minutos tras la entrega, el balance actual del sistema de sus zonas de programación, los precios de desvío estimados y los precios de la energía de balance estimados.

14. Cuando los productos estándar de balance no sean suficientes para garantizar la seguridad operativa o cuando algunos recursos de balance no puedan participar en el mercado de balance a través de productos estándar de balance, los gestores de redes de transporte podrán proponer, y las autoridades reguladoras podrán aprobar, exenciones a lo dispuesto en los apartados 2 y 4 para los productos de balance específicos que se activen localmente sin intercambiarlos con otros gestores de redes de transporte.

Las propuestas de exención incluirán una descripción de las medidas propuestas para minimizar el uso de productos específicos sujetas a eficiencia económica, una demostración de que los productos específicos no generan ineficiencias ni distorsiones significativas en el mercado de balance dentro o fuera de la zona de programación, así como, cuando proceda, las normas y la información para el proceso de conversión de las ofertas de energía de balance procedentes de productos específicos en ofertas de energía de balance procedentes de productos estándar.

*Artículo 7***Mercados diario e intradiario**

1. Los gestores de redes de transporte y los NEMO organizarán conjuntamente la gestión de los mercados diario e intradiario integrados de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222. Los gestores de redes de transporte y los NEMO cooperarán a nivel de la Unión o, cuando sea más adecuado, a nivel regional, a fin de maximizar la eficiencia y la eficacia del comercio diario e intradiario de electricidad de la Unión. La obligación de cooperar se entenderá sin perjuicio de la aplicación de las disposiciones del Derecho de la Unión en materia de competencia. En sus funciones relacionadas con el comercio de electricidad, los gestores de redes de transporte y los NEMO estarán sujetos a la supervisión reglamentaria de las autoridades reguladoras en virtud del artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 y de la ACER en virtud de los artículos 4 y 8 del Reglamento (UE) 2019/942.
2. Los mercados diario e intradiario deberán:
 - a) organizarse de manera que no sean discriminatorios;
 - b) maximizar la capacidad de todos los participantes en el mercado para gestionar desvíos;
 - c) maximizar las oportunidades de todos los participantes del mercado para participar en el comercio interzonal lo más cerca posible al tiempo real para todas las zonas de ofertas;
 - d) ofrecer precios que reflejen los principios fundamentales del mercado, incluido el valor de la energía en tiempo real, y en los que los participantes en el mercado puedan confiar para llegar a acuerdos sobre productos de cobertura a largo plazo;
 - e) garantizar la seguridad operativa, permitiendo al mismo tiempo una utilización máxima de la capacidad de intercambio de las interconexiones;
 - f) ser transparentes, protegiendo al mismo tiempo la confidencialidad de la información comercial sensible y garantizando que el comercio se lleve a cabo de forma anónima;
 - g) no hacer distinción entre las operaciones realizadas dentro de una zona de oferta y entre zonas de oferta; y
 - h) estar organizados de forma que se garantice que todos los participantes en el mercado puedan acceder al mercado individualmente o mediante agregación.

*Artículo 8***Comercio en los mercados diario e intradiario**

1. Los NEMO autorizarán a los participantes en el mercado a comerciar con energía tan cerca del tiempo real como sea posible, y al menos hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario.
2. Los NEMO facilitarán a los participantes en el mercado la oportunidad de comerciar con la energía a intervalos de tiempo al menos tan breves como el período de liquidación de los desvíos en los mercados diario e intradiario.
3. Para el comercio en los mercados diario e intradiario, los NEMO facilitarán productos que sean de un tamaño lo bastante reducido, con ofertas mínimas de 500 kW o inferiores, para hacer posible la participación efectiva de la respuesta por parte de la demanda, el almacenamiento de energía y las renovables a pequeña escala, incluida la participación directa por los clientes.
4. A más tardar el 1 de enero de 2021, el período de liquidación de los desvíos será de quince minutos en todas las zonas de programación, a menos que las autoridades reguladoras hayan concedido una exención. Las exenciones solo podrán concederse hasta el 31 de diciembre de 2024.

A partir del 1 de enero de 2025, el período de liquidación de los desvíos no será superior a 30 minutos cuando todas las autoridades reguladoras de una zona síncrona hayan concedido una exención.

*Artículo 9***Mercados a plazo**

1. De conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719, los gestores de redes de transporte deberán asignar derechos de transmisión a largo plazo o disponer de medidas equivalentes para permitir que los participantes en el mercado, incluidos los propietarios de instalaciones de generación de electricidad con fuentes de energía renovables, se protejan de riesgos derivados de los precios a través de las fronteras entre zonas de oferta, a menos que la evaluación del mercado a plazo en las fronteras entre zonas de oferta llevada a cabo por las autoridades reguladoras competentes muestre suficientes oportunidades de protección en las zonas de oferta de que se trate.
2. Los derechos de transmisión a largo plazo se asignarán de forma transparente, no discriminatoria y basada en el mercado, a través de una plataforma única de asignación.
3. Siempre que se respete el Derecho de la Unión en materia de competencia, los operadores del mercado tendrán libertad para desarrollar productos de cobertura de futuros, también productos de cobertura de futuros a largo plazo, para proporcionar a los participantes en el mercado, incluidos los titulares de instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables, posibilidades adecuadas de protegerse frente a los riesgos financieros derivados de las fluctuaciones de los precios. Los Estados miembros no exigirán que se restrinja dicha actividad de cobertura al comercio dentro de un Estado miembro o una zona de oferta.

*Artículo 10***Límites técnicos de las ofertas**

1. No habrá un límite máximo ni un límite mínimo para los precios al por mayor de la electricidad. Esta disposición se aplicará, entre otras cosas, a las ofertas y casaciones en todos los horizontes temporales, e incluirá la energía de balance y los precios de desvío, sin perjuicio de los límites técnicos de precios que podrán aplicarse en el horizonte temporal del balance y en los horizontes temporales diario e intradiario de conformidad con el apartado 2.
2. Los NEMO podrán aplicar límites armonizados a los precios de casación máximos y mínimos para los horizontes temporales diario e intradiario. Esos límites serán lo suficientemente altos para no restringir innecesariamente el comercio, se armonizarán en la zona del mercado interior y tendrán en cuenta el valor máximo de carga perdida. Los NEMO aplicarán un mecanismo transparente para ajustar automáticamente los límites técnicos de las ofertas a su debido tiempo en caso de que se prevea alcanzar los límites fijados. Los límites ajustados más altos seguirán siendo de aplicación hasta que se precisen mayores aumentos en virtud de ese mecanismo.
3. Los gestores de redes de transporte no adoptarán ninguna medida para modificar las tarifas al por mayor.
4. Las autoridades reguladoras, o cuando un Estado miembro haya designado a otra autoridad competente a tales efectos, dichas autoridades competentes designadas determinarán las políticas y medidas aplicadas en su territorio que puedan contribuir a restringir indirectamente la formación de precios al por mayor, como la limitación de la oferta en relación con la activación de la energía de balance, los mecanismos de capacidad, las medidas de los gestores de redes de transporte, las medidas que tengan por objeto cuestionar los resultados de mercado o evitar el abuso de posición dominante o la definición ineficiente de las zonas de oferta.
5. Cuando una autoridad reguladora o una autoridad competente designada haya detectado una política o medida que pueda restringir la formación de precios al por mayor, deberá adoptar todas las medidas adecuadas para eliminarla o, si esto no es posible, mitigar su impacto en las estrategias de ofertas. A más tardar el 5 de enero de 2020, los Estados miembros presentarán un informe a la Comisión detallando las medidas y actuaciones que han llevado o tienen la intención de llevar a cabo.

*Artículo 11***Valor de carga perdida**

1. A más tardar el 5 de julio de 2020, cuando se precise fijar un estándar de fiabilidad de conformidad con el artículo 25, las autoridades reguladoras o cuando un Estado miembro haya designado a otra autoridad competente a tales efectos, dicha autoridad competente designada determinará una estimación única del valor de carga perdida para su territorio. Dicha estimación deberá ponerse a disposición del público. Las autoridades reguladoras u otras autoridades

competentes designadas podrán determinar distintas estimaciones por cada zona de oferta si tienen varias zonas de oferta en su territorio. Cuando una zona de oferta conste de territorios de más de un Estado miembro, las autoridades reguladoras u otras autoridades competentes designadas en cuestión determinarán una estimación única del valor de carga perdida para esa zona de oferta. Al determinar la estimación única del valor de carga perdida, las autoridades reguladoras u otras autoridades competentes designadas aplicarán la metodología a que se refiere el artículo 23, apartado 6.

2. Las autoridades reguladoras y las autoridades competentes designadas deberán actualizar sus estimaciones del valor de carga perdida al menos cada cinco años o en una fecha anterior si observan un cambio significativo.

Artículo 12

Despacho de generación y respuesta de la demanda

1. El despacho de instalaciones de generación de electricidad y de respuesta de la demanda será no discriminatorio, transparente y, a menos que se disponga otra cosa en virtud del artículo 12, apartados 2 a 6, basado en el mercado.

2. Sin perjuicio de los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, los Estados miembros velarán por que, cuando despachen instalaciones de generación de electricidad, los gestores de redes darán prioridad a las instalaciones de generación que utilicen energía procedente de fuentes renovables en tanto en cuanto el funcionamiento seguro de la red eléctrica nacional lo permita y con arreglo a criterios transparentes y no discriminatorios, y cuando esas instalaciones de generación de electricidad sean bien:

a) instalaciones de generación de electricidad que utilicen energía procedente de fuentes renovables con una capacidad eléctrica instalada de menos de 400 kW; o

b) proyectos de demostración de tecnologías innovadoras, sujetos a la aprobación de la autoridad reguladora, siempre que dicha prioridad esté limitada en cuanto al tiempo y al alcance necesarios para la consecución de los fines de demostración.

3. Un Estado miembro podrá decidir no aplicar el despacho prioritario a instalaciones de generación de electricidad a que se refiere el apartado 2, letra a), que inicien su funcionamiento al menos seis meses después de la decisión, o aplicar una capacidad mínima más baja a la establecida en el apartado 2, letra a), siempre que:

a) disponga de mercados intradiarios, y otros mercados mayoristas y de balance que funcionen correctamente y sean plenamente accesibles para todos los participantes en el mercado, de conformidad con el presente Reglamento;

b) las normas sobre redespacho y la gestión de la congestión sean transparentes para todas los participantes en el mercado;

c) que la contribución nacional de los Estados miembros al objetivo global vinculante de la Unión para la cuota de energía procedente de fuentes renovables con arreglo al artículo 3, apartado 2, de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁸⁾ y al artículo 4, letra a), punto 2, del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁹⁾ sea al menos igual al resultado correspondiente de la fórmula establecida en el anexo II del Reglamento (UE) 2018/1999, y la cuota de energía procedente de fuentes renovables del Estado miembro no sea inferior a sus puntos de referencia con arreglo al artículo 4, letra a), punto 2, del Reglamento (UE) 2018/1999; o bien, que el porcentaje de energías renovables del Estado miembro en el consumo final bruto de electricidad sea de, al menos, el 50 %;

d) que el Estado miembro haya notificado a la Comisión la exención prevista indicando de forma detallada cómo se cumplen las condiciones establecidas en las letras a), b) y c); y

e) que el Estado miembro haya publicado la exención prevista, incluido el razonamiento detallado para la concesión de dicha exención, teniendo debidamente en cuenta la protección de la información sensible desde el punto de vista comercial cuando sea necesario.

Cualquier exención evitará cambios retroactivos que afecten a las instalaciones de generación que ya se beneficien del despacho prioritario, con independencia de cualquier acuerdo voluntario entre un Estado miembro y un gestor de una instalación de generación.

⁽¹⁸⁾ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (DO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

⁽¹⁹⁾ Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, los Estados miembros podrán ofrecer incentivos a las instalaciones que puedan optar al despacho prioritario para que abandonen voluntariamente el despacho prioritario.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, los Estados miembros podrán prever el despacho prioritario para la electricidad generada en instalaciones de generación de electricidad que utilicen cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 400 kW.

5. En el caso de instalaciones de generación de electricidad puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2026, el apartado 2, letra a), se aplicará únicamente a las instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables y que tengan una capacidad eléctrica instalada de menos de 200 kW.

6. Sin perjuicio de los contratos celebrados con anterioridad al 4 de julio de 2019, las instalaciones de generación de electricidad que utilicen energía procedente de fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia que hayan sido puestas en servicio antes del 4 de julio de 2019 y que, al ser puestas en servicio, hayan sido objeto de despacho prioritario con arreglo al artículo 15, apartado 5, de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo o al artículo 16, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁰⁾ seguirán beneficiándose de despacho prioritario. El despacho prioritario dejará de aplicarse a partir de la fecha en la que las instalaciones de generación de electricidad experimenten cambios significativos, como sucederá, al menos, si se necesita un nuevo acuerdo de conexión o si aumenta la capacidad de generación de la instalación de generación de electricidad.

7. El despacho prioritario no deberá comprometer la seguridad operativa del sistema eléctrico, no deberá utilizarse como justificación para reducir las capacidades entre zonas más allá de lo dispuesto en el artículo 16 y se basará en criterios transparentes y no discriminatorios.

Artículo 13

Redespacho

1. El redespacho de la generación y el redespacho de la respuesta de la demanda se basarán en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Estarán abiertos a todas las tecnologías de generación, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda, incluidos los operadores del mercado situados en otros Estados miembros, a no ser que sea técnicamente inviable.

2. Los recursos redespachados se seleccionarán entre las instalaciones de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta a la demanda utilizando mecanismos de mercado, y tendrán compensación financiera. Las ofertas de energía de balance utilizadas para el redespacho no establecerán el precio de la energía de balance.

3. El redespacho de la generación, del almacenamiento de energía y de la respuesta de la demanda no basados en el mercado sólo podrán emplearse cuando:

a) no exista una alternativa basada en el mercado;

b) todos los recursos disponibles basados en el mercado hayan sido utilizados;

c) el número de instalaciones de generación de electricidad, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda disponibles sea demasiado bajo para garantizar una competencia eficaz en la zona donde estén situadas las instalaciones adecuadas para la provisión del servicio; o

d) la situación actual de la red eléctrica lleve a una congestión tan regular y previsible que el redespacho basado en el mercado daría lugar a ofertas estratégicas regulares que aumentarían el nivel de congestión interna y el Estado miembro afectado haya adoptado un plan de acción para hacer frente a estas congestiones o garantice que la capacidad mínima disponible para el comercio interzonal es conforme con el artículo 16, apartado 8.

4. Los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución pertinentes informarán al menos una vez al año a la autoridad reguladora competente, sobre:

a) el nivel de desarrollo y eficacia de los mecanismos de redespacho basados en el mercado para las instalaciones de generación de electricidad, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda;

⁽²⁰⁾ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (DO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

- b) los motivos, los volúmenes en MWh y los tipos de fuentes de generación sujetos al redespacho;
- c) las medidas adoptadas para reducir, en el futuro, la necesidad de redespacho a la baja de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia, incluidas las inversiones en digitalización de la infraestructura de la red y en servicios que aumenten la flexibilidad.

La autoridad reguladora presentará el informe a la ACER y publicará un resumen de los datos a que se refieren las letras a), b) y c) del párrafo primero junto con recomendaciones para realizar mejoras, si fuere necesario.

5. Sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la red, basados en criterios transparentes y no discriminatorios establecidos por las autoridades reguladoras, los operadores de sistemas de transporte y los operadores de sistemas de distribución deberán:

- a) garantizar la capacidad de las redes de transporte y de distribución para transportar electricidad procedente de fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con el mínimo redespacho posible que impida que la planificación de la red tenga en cuenta un redespacho limitado cuando el operador de sistemas de transporte y el operador de sistemas de distribución pueda demostrar de forma transparente que resulta más eficiente económicamente, no supere el 5 % de la electricidad generada anualmente en instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables y estén conectadas directamente a sus respectivas redes, salvo disposición contraria de un Estado miembro en el que la electricidad producida a partir de instalaciones de generación de electricidad que utilicen energía procedente de fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia represente más del 50 % del consumo final bruto anual de electricidad;
- b) adoptar las medidas oportunas en relación con la operación de la red y el mercado con objeto de minimizar el redespacho a la baja de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia;
- c) garantizar que sus redes son lo suficientemente flexibles como para estar en posición de gestionarlas.

6. Cuando se haga uso de redespacho a la baja no basado en el mercado, se seguirán los siguientes principios:

- a) las instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables solo estarán sujetas a redespacho a la baja si no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes desproporcionados significativos o riesgos graves para la seguridad de la red;
- b) la electricidad generada por un proceso de cogeneración de alta eficiencia solo estará sujeta a redespacho a la baja si, aparte del redespacho a la baja de las instalaciones de generación de electricidad que utilizan fuentes de energía renovables, no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes desproporcionados o riesgos graves para la seguridad de la red;
- c) la electricidad autogenerada a partir de instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia que no alimente la red de transporte o distribución no podrá ser objeto de un redespacho a la baja a menos que ninguna otra solución pueda resolver los problemas de seguridad de la red;
- d) el redespacho a la baja con arreglo a las letras a), b) y c) deberá estar debidamente justificado de manera transparente; la justificación deberá incluirse en el informe al que se refiere el apartado 3.

7. Cuando se haga uso del redespacho no basado en el mercado, dará lugar a una compensación financiera por parte del gestor de red que solicite el redespacho al operador de la instalación de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda que sea objeto de redespacho, excepto en el caso de los productores que hayan aceptado un acuerdo de conexión en el que no se garantice la entrega firme de energía. Esa compensación financiera será, como mínimo, igual al más elevado de los siguientes elementos o una combinación de ambos si la aplicación del más elevado de ellos da lugar a una compensación injustificadamente baja o injustificadamente elevada:

- a) los costes de funcionamiento adicionales causados por el redespacho, como los costes adicionales de combustible en caso de redespacho al alza, o el suministro de calor de apoyo en caso de redespacho a la baja de las instalaciones de generación de electricidad que utilicen cogeneración de alta eficiencia;
- b) los ingresos netos procedentes de la venta en el mercado diario de la electricidad que la instalación de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda habría generado sin la solicitud de redespacho; cuando se conceda ayuda financiera a instalaciones de generación de electricidad, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda sobre la base del volumen de electricidad generado o consumido, el apoyo financiero que se hubiera recibido sin la solicitud de redespacho se considerará parte de los ingresos netos.

CAPÍTULO III

ACCESO A LA RED Y GESTIÓN DE LAS CONGESTIONES

SECCIÓN 1

*Asignación de capacidad**Artículo 14***Revisión de las zonas de oferta**

1. Los Estados miembros tomarán todas las medidas adecuadas para hacer frente a la congestión. Las fronteras entre las zonas de oferta estarán basadas en las congestiones estructurales a largo plazo en la red de transporte. Las zonas de oferta no contendrán tales congestiones estructurales a menos que no tengan efectos en zonas de oferta vecinas o, como exención temporal, que sus efectos en las zonas de oferta vecinas se vean mitigados mediante el uso de medidas correctoras y dichas congestiones estructurales no conduzcan a reducciones de la capacidad interzonal de negociación, de conformidad con los requisitos del artículo 16. La configuración de las zonas de oferta en la Unión deberá diseñarse de modo que se maximice la eficiencia económica y se maximicen las oportunidades comerciales entre zonas, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del suministro.
2. Cada tres años, REGRT de Electricidad informará sobre la congestión estructural y otras congestiones físicas importantes entre las zonas de ofertas y dentro de ellas, incluida la ubicación y frecuencia de dicha congestión, de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. Dicho informe incluirá una evaluación de si la capacidad comercial interzonal alcanzó la trayectoria lineal en virtud del artículo 15 o la capacidad mínima con arreglo al artículo 16 del presente Reglamento.
3. Para garantizar una configuración óptima de las zonas de oferta deberá realizarse una revisión de las zonas de oferta. Dicha revisión detectará todas las congestiones estructurales e incluirá un análisis de las diferentes configuraciones de las zonas de oferta de manera coordinada, con la participación de las partes interesadas afectadas de todos los Estados miembros relevantes, de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada con arreglo al artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. Las actuales zonas de oferta se evaluarán en función de su capacidad para crear un entorno de mercado fiable, incluidas la generación flexible y la capacidad de carga, lo cual es crucial para evitar los cuellos de botella en la red y equilibrar la oferta y la demanda de electricidad, garantizando la seguridad a largo plazo de las inversiones en la red.
4. A los efectos del presente artículo y del artículo 15, se entiende por Estados miembros pertinentes, gestores de redes de transporte o autoridades reguladoras pertinentes, a aquellos Estados miembros, gestores de redes de transporte o autoridades reguladoras que participan en la revisión de la configuración de la zona de oferta y también los que participan en la misma región de cálculo de la capacidad con arreglo a la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada con arreglo al artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
5. A más tardar el 5 de octubre de 2019, todos los gestores de redes de transporte pertinentes presentarán una propuesta relativa a la metodología y los supuestos que se utilizarán en el proceso de revisión de la zona de oferta, así como las configuraciones alternativas de la zona de oferta objeto de consideración a las autoridades reguladoras correspondientes para su aprobación. Las autoridades reguladoras pertinentes deberán tomar una decisión unánime en relación con la propuesta en un plazo de tres meses a partir de la fecha de presentación de la propuesta. En caso de que las autoridades reguladoras no consigan llegar a un acuerdo unánime sobre la propuesta en ese plazo, la ACER, en el plazo adicional de tres meses, deberá tomar una decisión sobre la metodología y los supuestos, así como sobre las configuraciones alternativas de la zona de oferta considerada. La metodología se basará en las congestiones estructurales que no se espera superar en los tres años siguientes, teniendo debidamente en cuenta los avances tangibles en proyectos de desarrollo de infraestructuras que se espera realizar en los tres años siguientes.
6. Sobre la base de la metodología y los supuestos aprobados con arreglo al apartado 5, los gestores de redes de transporte que participen en la revisión de las zonas de oferta deberán presentar una propuesta conjunta a los Estados miembros pertinentes o a sus autoridades competentes designadas sobre la conveniencia de modificar o mantener la configuración de las zonas de oferta a más tardar doce meses después de la aprobación de la metodología y los supuestos con arreglo al apartado 5. Los demás Estados miembros, las Partes Contratantes de la Comunidad de la Energía u otros terceros países que compartan la misma zona sincrónica con un Estado miembro pertinente podrán presentar observaciones.
7. Cuando se haya detectado una congestión estructural en el informe con arreglo al apartado 2 del presente artículo o en la revisión de las zonas de oferta en virtud del presente artículo o por uno o varios gestores de redes de transporte

en sus zonas de control en un informe aprobado por las autoridades reguladoras competentes, los Estados miembros que tengan una congestión estructural identificada, en cooperación con sus gestores de redes de transporte, decidirá, en un plazo de seis meses a partir de la recepción del informe, o bien establecer planes de acción nacionales o multinacionales en virtud del artículo 15, o revisar y modificar su configuración de las zonas de oferta. Dichas decisiones deberán notificarse inmediatamente a la Comisión y a la ACER.

8. En el caso de los Estados miembros que hayan optado por modificar la configuración de las zonas de oferta en virtud del apartado 7, los Estados miembros pertinentes deberán adoptar una decisión unánime en un plazo de seis meses a partir de la notificación prevista en el apartado 7. Otros Estados miembros podrán presentar observaciones a los Estados miembros pertinentes, los cuales deberían tener en cuenta dichas observaciones al adoptar su decisión. La decisión estará motivada y se notificará a la Comisión y a la ACER. En caso de que los Estados miembros pertinentes no adopten una decisión unánime en dichos seis meses, lo notificarán inmediatamente a la Comisión. Como último recurso, la Comisión, tras consultar a la ACER, decidirá si modifica o mantiene la configuración de las zonas de oferta en los Estados miembros y entre ellos, a más tardar seis meses después de la recepción de la notificación.

9. Los Estados miembros y la Comisión consultarán a las partes interesadas pertinentes antes de adoptar cualquier decisión con arreglo al presente artículo.

10. Cualquier decisión adoptada con arreglo al presente artículo indicará la fecha de aplicación de una modificación. Dicha fecha de aplicación deberá compaginar la exigencia de celeridad con las consideraciones prácticas, incluido el comercio de futuros de electricidad. La decisión podrá establecer disposiciones transitorias adecuadas.

11. En los casos en que se pongan en marcha nuevas revisiones de las zonas de oferta de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009, el presente artículo será de aplicación.

Artículo 15

Planes de acción

1. A raíz de la adopción de una decisión en virtud del artículo 14, apartado 7, el Estado miembro que tenga una congestión estructural identificada elaborará un plan de acción en cooperación con sus autoridades reguladoras. Esos planes de acción contendrán un calendario concreto para la adopción de medidas destinadas a reducir las congestiones estructurales identificadas en un periodo de no más de cuatro años a partir de la adopción de la decisión adoptada con arreglo al artículo 14, apartado 7.

2. Con independencia de los progresos concretos del plan de acción, los Estados miembros garantizarán que, sin perjuicio de la excepción prevista en el artículo 16, apartado 9, o una desviación en virtud del artículo 16, apartado 3, la capacidad de comercio interzonal aumente anualmente hasta la que se alcance la capacidad mínima prevista en el artículo 16, apartado 9. Esa capacidad mínima se alcanzará a más tardar el 31 de diciembre de 2025.

Los incrementos anuales se lograrán mediante una trayectoria lineal. El punto de inicio de esa trayectoria será o bien la capacidad asignada en la frontera o en cualquier elemento de red crítico en el año anterior a la adopción del plan de acción o la capacidad media durante los tres años antes de la adopción del plan de acción, según la que sea mayor de las dos. Los Estados miembros deberán velar por que, durante la ejecución de sus planes de acción, la capacidad puesta a disposición para el comercio interzonal de conformidad con el artículo 16, apartado 8, sea, al menos, igual a los valores de la trayectoria lineal, por ejemplo mediante el uso de medidas correctoras en la región de cálculo de la capacidad.

3. Los costes de las medidas correctoras necesarias para seguir la trayectoria lineal a que se refiere el apartado 2 o poner a disposición capacidad interzonal en las fronteras o en los elementos de red críticos afectados por el plan de acción correrán a cargo del Estado o los Estados miembros que apliquen el plan de acción.

4. Cada año durante la ejecución del plan de acción y en un plazo de seis meses a partir de su expiración, los gestores de redes de transporte pertinentes evaluarán, para los doce meses precedentes, si la capacidad transfronteriza disponible ha alcanzado la trayectoria lineal o, a partir del 1 de enero de 2026, si las capacidades mínimas previstas en el artículo 16, apartado 8, se han alcanzado. Presentarán sus evaluaciones a la ACER y a las autoridades reguladoras pertinentes. Antes de elaborar el informe final, los gestores de red de transporte presentarán sus contribuciones al informe, incluidos todos los datos pertinentes, a su autoridad reguladora para su aprobación.

5. En el caso de los Estados miembros en los que la evaluación a que se refiere el apartado 4 demuestre que un gestor de la red de transporte no ha respetado la trayectoria lineal, los Estados miembros pertinentes adoptarán una decisión unánime en el plazo de seis meses a partir de la recepción del informe de evaluación mencionado en el apartado 4 sobre si mantienen o modifican la configuración de las zonas de oferta. En su decisión, los Estados miembros pertinentes deberían tener en cuenta los comentarios presentados por otros Estados miembros. La decisión de los Estados miembros deberá estar justificada y se deberá notificar a la Comisión y a la ACER.

Los Estados miembros pertinentes notificarán a la Comisión inmediatamente si no adoptan una decisión unánime en el plazo establecido. En el plazo de seis meses a partir de la recepción de dicha notificación, la Comisión, como último recurso y tras consultar a la ACER y a las partes interesadas pertinentes, adoptará una decisión que modifique o mantenga la configuración de las zonas de oferta en los Estados miembros pertinentes y entre ellos.

6. Seis meses antes de la expiración del plan de acción, los Estados miembros que tengan una congestión estructural identificada decidirán si modifican su zona de oferta para hacer frente a las congestiones restantes o si resuelven las congestiones internas restantes con medidas correctoras cuyos costes deberán cubrir.

7. En caso de que se haya detectado una congestión estructural con arreglo al artículo 14, apartado 7, pero no se haya definido ningún plan de acción en un plazo de seis meses desde su detección, los gestores de redes de transporte pertinentes deberán evaluar, en un plazo de doce meses después de que se haya detectado dicha congestión estructural, si la capacidad interzonal disponible ha alcanzado la capacidad mínima prevista en el artículo 16, apartado 8, para el periodo de los doce meses anteriores y presentará un informe de evaluación a las autoridades reguladoras pertinentes y a la ACER.

Antes de elaborar el informe final, cada gestor de red de transporte enviará su contribución al informe, incluidos los datos pertinentes, a su autoridad reguladora para su aprobación. Cuando la evaluación demuestre que un gestor de la red de transporte no ha respetado la capacidad mínima, será de aplicación el procedimiento de toma de decisiones previsto en el apartado 5 del presente artículo.

Artículo 16

Principios generales de la asignación de capacidad y la gestión de la congestión

1. Los problemas de congestión de la red se abordarán mediante soluciones no discriminatorias y conformes a la lógica del mercado que sirvan de indicadores económicos eficientes a los operadores del mercado y a los gestores de las redes de transporte interesados. Los problemas de congestión de la red se resolverán mediante métodos no basados en transacciones, a saber, métodos que no impliquen una selección entre los contratos de los distintos operadores del mercado. Al adoptar medidas operativas que garanticen que su red de transporte permanezca en su estado normal, el gestor de redes de transporte tendrá en cuenta el efecto de dichas medidas en las zonas de control vecinas y las coordinará con las de otros gestores de redes de transporte afectados conforme a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2015/1222.

2. Solo se utilizarán procedimientos de reducción de las transacciones en situaciones de emergencia, a saber, aquellas en las que el gestor de las redes de transporte deba actuar de manera expeditiva y no sea posible la redistribución de la carga o el intercambio compensatorio. Todo procedimiento de este tipo se aplicará de manera no discriminatoria. Salvo en caso de fuerza mayor, los operadores del mercado a los que se haya asignado capacidad deberán ser compensados por toda reducción.

3. Los centros de coordinación regionales efectuarán el cálculo coordinado de capacidad de conformidad con los apartados 4 y 8 del presente artículo, como se prevé en el artículo 37, apartado 1, letra a), y el artículo 42, apartado 1.

Los centros de coordinación regionales calcularán las capacidades interzonales respetando los límites de seguridad operativa utilizando los datos de los gestores de redes de transporte, incluida la información sobre la disponibilidad técnica de las medidas correctoras, a excepción del deslastre de carga. Cuando los centros de coordinación regionales lleguen a la conclusión de que todas las medidas correctoras disponibles en la región de cálculo de capacidad o entre las regiones de cálculo de capacidad no son suficientes para alcanzar la trayectoria lineal en virtud del artículo 15, apartado 2, o las capacidades mínimas previstas en el apartado 8 del presente artículo, respetando al mismo tiempo los límites de seguridad operativa, podrán establecer, como medida de último recurso, medidas coordinadas que reduzcan en consecuencia las capacidades interzonales. Los gestores de redes de transporte solo podrán desviarse de las medidas coordinadas solo por lo que respecta al cálculo coordinado de la capacidad y el análisis coordinado de la seguridad de conformidad con el artículo 42, apartado 2.

En un plazo de 3 meses después de la entrada en funcionamiento de los centros de coordinación regionales en virtud del artículo 35, apartado 2 del presente Reglamento, y cada tres meses a partir de entonces, los centros de coordinación regionales presentarán un informe a las autoridades reguladoras pertinentes y a la ACER de las reducciones de capacidad o de las desviaciones de las acciones coordinadas en virtud del párrafo segundo y evaluarán las incidencias y formularán recomendaciones, en caso necesario, sobre cómo evitar estas desviaciones en el futuro. Si la ACER concluye que los requisitos previos para una desviación en virtud del presente apartado no se han cumplido o son de naturaleza estructural, remitirá un dictamen a las autoridades reguladoras pertinentes y a la Comisión. Las autoridades reguladoras competentes adoptarán las medidas apropiadas contra los gestores de redes de transporte o los centros de coordinación regionales en virtud de los artículos 59 o 62 de la Directiva (UE) 2019/944, si no se han cumplido los requisitos previos para una desviación con arreglo al presente apartado.

Las desviaciones de carácter estructural se abordarán en un plan de acción a que se refiere el artículo 14, apartado 7, o en una actualización de un plan de acción existente.

4. De conformidad con las normas de seguridad de funcionamiento de la red, deberá ponerse a disposición de los participantes del mercado el máximo nivel de capacidad de las interconexiones o de las redes de transporte afectadas por la capacidad transfronteriza. El intercambio compensatorio y el redespacho, incluido el redespacho transfronterizo, se utilizarán para maximizar las capacidades disponibles para alcanzar las capacidades mínimas previstas en el apartado 8. Se aplicará para tal maximización un proceso coordinado y no discriminatorio para las medidas correctoras transfronterizas, tras la aplicación de una metodología para el reparto de los costes del redespacho y del intercambio compensatorio.

5. La capacidad deberá asignarse mediante subastas de capacidad explícitas o subastas implícitas que incluyan capacidad y energía. Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión. Para los intercambios intradiarios se utilizará un régimen continuo, que podrá complementarse con subastas.

6. En caso de congestión, se elegirán las ofertas válidas de mayor valor para la capacidad de la red, implícitas o explícitas, que ofrezcan el mayor valor para la (escasa) capacidad de intercambio de las interconexiones en cada horizonte temporal. Salvo en el caso de los nuevos interconectores que gocen de una exención en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003, del artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 o del artículo 63 del presente Reglamento, se prohibirá la fijación de precios de reserva en los métodos de asignación de capacidad.

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

8. Los gestores de la red de transporte no limitarán el volumen de la capacidad de interconexión que se ponga a disposición de los participantes del mercado como medio para resolver la congestión dentro de su propia zona de oferta o como medio de gestionar los flujos resultantes de transacciones internas a las zonas de oferta. Sin perjuicio de la aplicación de las excepciones contempladas en los apartados 3 y 9 del presente artículo y de la aplicación del artículo 15, apartado 2, se considerará que se ha cumplido con lo dispuesto en el presente apartado siempre que se alcancen los siguientes niveles mínimos de capacidad disponible para el comercio interzonal:

- a) para las fronteras en las que se use un enfoque coordinado de capacidad de intercambio de las interconexiones neta, la capacidad mínima será el 70 % de la capacidad de intercambio de las interconexiones, respetando los límites de seguridad operativa y tras descontar las contingencias, como se determina de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, adoptada sobre la base del artículo 18 del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
- b) para las fronteras en las que se use un planteamiento basado en los flujos, la capacidad mínima será un margen establecido en el proceso de cálculo de la capacidad disponible para los flujos inducidos por el intercambio interzonal. El margen deberá ser el 70 % de la capacidad, respetando los límites de seguridad operativa de los elementos críticos de la red interna e interzonal y teniendo en cuenta las contingencias, como se determina de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, adoptada con arreglo al artículo 18 del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

El importe total del 30 % podrá utilizarse para márgenes de fiabilidad, flujos en bucle y flujos internos para cada elemento crítico de la red.

9. En caso de que lo soliciten los gestores de redes de transporte de una región de cálculo de capacidad, las autoridades reguladoras pertinentes podrán conceder una excepción con respecto al apartado 8 por razones previsibles cuando sea necesario para mantener la seguridad operativa. Tal excepción, que no podrá referirse a la reducción de capacidades ya asignadas con arreglo al apartado 2, se concederá por no más de un año cada vez, o siempre que se dé un nivel significativamente decreciente de la excepción cada año, hasta un máximo de dos años. La dimensión de dicha excepción se limitará a lo estrictamente necesario para mantener la seguridad operativa y evitará la discriminación entre intercambios internos e interzonales.

Antes de conceder una excepción, la autoridad reguladora pertinente consultará a las autoridades reguladoras de otros Estados miembros que formen parte de las regiones de cálculo de la capacidad afectadas. Cuando una autoridad reguladora esté en desacuerdo con la excepción propuesta, la ACER decidirá sobre si debe concederse dicha excepción con arreglo al artículo 6, apartado 10, letra a), del Reglamento (UE) 2019/942. La justificación y los motivos de la excepción deberán publicarse.

Cuando se conceda una excepción, los gestores de redes de transporte pertinentes elaborarán y publicarán una metodología y proyectos que ofrezcan una solución a largo plazo al problema que pretende resolver la excepción. La excepción expirará cuando venza el plazo de la excepción o una vez que la solución se aplique, si esta última fecha es anterior.

10. Los participantes del mercado informarán a los gestores de las redes de transporte interesados con la suficiente antelación con respecto al período de actividad pertinente de su intención de utilizar la capacidad asignada. Toda capacidad asignada que no vaya a ser utilizada deberá ponerse de nuevo a disposición del mercado, con arreglo a un procedimiento abierto, transparente y no discriminatorio.

11. En la medida en que sea técnicamente posible, los gestores de las redes de transporte deberán compensar las necesidades de capacidad de los flujos eléctricos que vayan en sentido contrario en la línea de interconexión congestionada, a fin de aprovechar esta línea al máximo de su capacidad. Teniendo plenamente en cuenta la seguridad de la red, no se denegarán transacciones que alivien la congestión.

12. Las consecuencias financieras del incumplimiento de las obligaciones asociadas a la asignación de capacidad deberán atribuirse a los gestores de las redes de transporte o a NEMO que sean 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. Si un gestor de redes de transporte no cumple su obligación de proporcionar una capacidad de intercambio de las interconexiones firme, 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 pertinentes.

13. Al asignar los costes de las medidas correctoras entre los gestores de redes de transporte, las autoridades reguladoras analizarán en qué medida los flujos resultantes de transacciones internas a las zonas de oferta contribuyen a la congestión observada entre dos zonas de oferta, y asignarán los costes, en función de dicha contribución a la congestión, a los gestores de redes de transporte de las zonas de oferta que sean responsables de la creación de tales flujos, excepto en el caso de los costes inducidos por los flujos resultantes de transacciones internas a las zonas de oferta que estén por debajo del nivel esperado sin congestión estructural en una zona de oferta.

Ese nivel será analizado y definido conjuntamente por todos los gestores de redes de transporte de una región de cálculo de capacidad para cada frontera de una zona de oferta y estará sujeto a la aprobación de todas las autoridades reguladoras de la región de cálculo de la capacidad.

Artículo 17

Asignación de la capacidad interzonal en todos los horizontes temporales

1. Los gestores de redes de transporte deberán recalcular la capacidad interzonal disponible al menos después de las horas de cierre del mercado diario y después de las horas de cierre del mercado intradiario interzonal. Los gestores de redes de transporte asignarán la capacidad interzonal disponible, más cualquier capacidad interzonal restante no asignada previamente y cualquier capacidad interzonal liberada por titulares de derechos físicos de transmisión procedente de asignaciones anteriores en el siguiente proceso de asignación de capacidades de intercambio interzonal.

2. Los gestores de redes de transporte propondrán una estructura adecuada para la asignación de la capacidad interzonal en todos los horizontes temporales, incluidos los diarios, los intradiarios y los de balance. Esa estructura de asignación deberá estar sujeta a revisión por parte de las autoridades reguladoras pertinentes. Al elaborar su propuesta, los gestores de redes de transporte tendrán en cuenta:

a) las características de los mercados;

- b) las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico, como las implicaciones de la compensación de los programas declarados firmemente;
 - c) el nivel de armonización de los porcentajes asignados a horizontes temporales distintos y de los horizontes temporales adoptados para los diferentes mecanismos de asignación de capacidad interzonal existentes.
3. Cuando haya capacidad interzonal disponible después de la hora de cierre del mercado intradiario interzonal, los gestores de redes de transporte deberán utilizar la capacidad interzonal para el intercambio de energía de balance o para la operación del proceso de compensación de desequilibrios.
4. En los casos en que se asigne una capacidad interzonal para el intercambio de reserva de balance o para el reparto de reservas con arreglo al artículo 6, apartado 8, del presente Reglamento los gestores de redes de transporte utilizarán las metodologías elaboradas en las líneas directrices sobre balance adoptadas sobre la base del artículo 6, apartado 11, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
5. Los gestores de redes de transporte no deberán aumentar el margen de fiabilidad calculado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 por motivos derivados del intercambio de reserva de balance o del reparto de reservas.

SECCIÓN 2

Tarifas de la red e ingresos de congestión

Artículo 18

Tarifas de acceso a las redes, uso de las redes y refuerzo

1. Las tarifas de acceso a las redes nacionales aplicadas por los gestores de las redes, incluidas las aplicadas por la conexión a las redes, el uso de las redes y, en su caso, los refuerzos de las redes relacionados, deberán ajustarse a los costes y ser transparentes, tener en cuenta la necesidad de seguridad flexibilidad en las redes y ajustarse a los costes reales, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente de redes y estructuralmente comparable, y aplicarse de forma no discriminatoria. Esas tarifas no incluirán los costes no vinculados que respalden otros objetivos políticos.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 15, apartados 1 y 6, de la Directiva 2012/27/UE, y en los criterios del anexo XI de dicha Directiva, el método empleado para determinar las tarifas de la red apoyará de manera neutral la eficiencia global de la red a largo plazo mediante señales de precios para clientes y productores y, en particular, se aplicará de modo que no discrimine, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte. Las tarifas de la red no deberán discriminar, ni positiva ni negativamente, contra el almacenamiento de energía ni contra la agregación, ni desincentivar la autogeneración, el autoconsumo o la participación en la respuesta de la demanda. Sin perjuicio del apartado 3 del presente artículo, en ningún caso podrán estar dichas tarifas en función de las distancias.

2. Las metodologías de fijación de tarifas deberán reflejar el coste de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución y deberán proporcionar incentivos adecuados a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de distribución, tanto a corto como a largo plazo, para aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética, fomentar la integración y la seguridad del suministro, apoyar las inversiones eficientes y las actividades de investigación conexas y facilitar la innovación en interés del consumidor en ámbitos como la digitalización, los servicios de flexibilidad y las interconexiones.

3. Cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores, o a los clientes finales, o a ambos, proporcionará incentivos de ubicación a nivel de la Unión y tendrá en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructura.

4. Al fijar las tarifas de acceso a la red, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) los pagos y los ingresos resultantes del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte;
- b) los pagos efectivamente realizados y recibidos así como los pagos previstos para períodos de tiempo futuros, calculados a partir de períodos anteriores.

5. La fijación de las tarifas de acceso a la red con arreglo al presente artículo se entenderá sin perjuicio de las tarifas derivadas de la gestión de la congestión contemplada en el artículo 16.

6. No existirán tarifas específicas de acceso a la red aplicables a transacciones concretas en el caso de comercio interzonal de electricidad.

7. Las tarifas de distribución se ajustarán a los costes, teniendo en cuenta la utilización de la red de distribución por los usuarios de la red, incluidos los clientes activos. Las tarifas de distribución podrán contener elementos de capacidad de conexión a la red y podrán diferenciarse sobre la base de los perfiles de consumo o generación de los usuarios de la red. Cuando los Estados miembros hayan desplegado sistemas de medición inteligente, las autoridades reguladoras considerarán la posibilidad de introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo cuando fijen o aprueben las tarifas de transporte y distribución o cuando aprueben sus metodologías para calcular las tarifas de transporte o de distribución de conformidad con el artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 y, en su caso, podrán introducir tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo para que reflejen la utilización de la red, de forma transparente, rentable y previsible para el cliente final.

8. Los métodos de fijación de tarifas de distribución deberán ofrecer incentivos a los gestores de redes de distribución para la operación y el desarrollo más rentables posible de sus redes, por ejemplo, mediante la contratación de servicios. A tal fin, las autoridades reguladoras deberán reconocer los costes pertinentes como elegibles e incluir aquellos costes en las tarifas de distribución, y podrán introducir objetivos de rendimiento para incentivar a los gestores de redes de distribución a aumentar la eficiencia en sus redes, en particular mediante la eficiencia energética, la flexibilidad y el desarrollo de redes inteligentes y sistemas de medición inteligente.

9. A más tardar el 5 de octubre de 2019, a fin de atenuar el riesgo de fragmentación del mercado, la ACER elaborará un informe de buenas prácticas sobre metodologías de fijación de tarifas de transporte y distribución dejando al mismo tiempo margen suficiente para tener en cuenta las particularidades nacionales. Este informe de buenas prácticas abordará al menos:

- a) la relación entre las tarifas aplicadas a los productores y las tarifas aplicadas a los clientes finales;
- b) los costes que se recuperarán a través de las tarifas;
- c) las tarifas de acceso a la red moduladas en el tiempo;
- d) los incentivos de ubicación;
- e) la relación entre las tarifas de transporte y distribución;
- f) los métodos para garantizar la transparencia de la fijación y la estructura de las tarifas;
- g) los grupos de usuarios de la red sujetos a las tarifas, incluidas, en su caso, las características de esos grupos, formas de consumo y las posibles exenciones;
- h) las pérdidas en redes de alta, media y baja tensión.

La ACER actualizará el informe de buenas prácticas al menos una vez cada dos años.

10. Las autoridades reguladoras tendrán debidamente en cuenta el informe de buenas prácticas fijar o aprobar las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías de conformidad con el artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944.

Artículo 19

Rentas de congestión

1. Los procedimientos de gestión de las congestiones asociados con un horizonte temporal previamente determinado solo podrán generar ingresos si la congestión surge en dicho horizonte temporal, salvo en el caso de los nuevos interconectores que se benefician de una excepción con arreglo al artículo 63 del presente Reglamento, al artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 o al artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003. El procedimiento para la distribución de esos 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 desincentivar la reducción de la congestión.

2. Los objetivos siguientes tendrán prioridad con respecto a la asignación de los ingresos derivados de la asignación de capacidad interzonal:

- a) garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada, incluida la compensación por firmeza; o
- b) mantener o aumentar la capacidad interzonal a través de la optimización del uso de los interconectores existentes mediante medidas correctoras coordinadas, en su caso; o cubrir los costes derivados de las inversiones en la red pertinentes para reducir la congestión de los interconectores.

3. En el caso de que se hayan cumplido adecuadamente los objetivos prioritarios establecidos en el apartado 2, los ingresos podrán emplearse como ingresos que habrán de tener en cuenta las autoridades reguladoras nacionales a la hora de aprobar la metodología para cálculo de las tarifas de acceso a las redes o para fijar esas tarifas, o para ambos. Los ingresos restantes se depositarán en una cuenta interna separada hasta el momento en que puedan invertirse con los fines especificados en el apartado 2.

4. El uso de los ingresos con arreglo a las letras a) o b) del apartado 2 estará sujeto a una metodología propuesta por los gestores de redes de transporte previa consulta con las autoridades reguladoras y las partes interesadas pertinentes y aprobada por la ACER. Los gestores de redes de transporte presentarán la propuesta a la ACER a más tardar el 5 de julio de 2020, y la ACER adoptará una decisión al respecto de la metodología propuesta en un plazo de seis meses a partir de su recepción.

La ACER podrá solicitar a los gestores de redes de transporte que modifiquen o actualicen la metodología a que se refiere el párrafo primero. La ACER decidirá sobre la metodología modificada o actualizada en un plazo máximo de seis meses después de su presentación.

La metodología deberá especificar como mínimo en qué condiciones los ingresos pueden utilizarse para los fines del apartado 2, en qué condiciones pueden depositarse en una cuenta interna separada para usos futuros con esos fines y durante cuánto tiempo pueden depositarse en tal cuenta.

5. Los gestores de redes de transporte establecerán claramente de antemano cómo se utilizarán las rentas de congestión e informarán sobre el uso efectivo de dichas rentas. A más tardar el 1 de marzo de cada año, las autoridades reguladoras informarán a la ACER y publicarán un informe en el que presentarán:

- a) el importe de los ingresos recogidos para el periodo de doce meses que finaliza el 31 de diciembre del año anterior;
- b) el uso dado a esos ingresos con arreglo al apartado 2, incluidos los proyectos específicos para los que se hayan utilizado, y el importe depositado en una cuenta separada;
- c) el importe que se ha utilizado a la hora de calcular las tarifas de acceso a la red, y
- d) la verificación de que el importe contemplado en la letra c) es conforme al presente Reglamento y a la metodología desarrollada con arreglo a los apartados 3 y 4.

Cuando parte de los ingresos por congestión se utilice para calcular las tarifas de acceso a la red, el informe indicará cómo han cumplido los gestores de redes de transporte los objetivos prioritarios establecidos en el apartado 2, cuando proceda.

CAPÍTULO IV

COBERTURA DE LA DEMANDA

Artículo 20

Cobertura de la demanda en el mercado interior de la electricidad

1. Los Estados miembros deberán supervisar la cobertura dentro de su territorio basándose en el análisis europeo de cobertura a que se refiere el artículo 23. Para completar el análisis europeo de cobertura, los Estados miembros también podrán llevar a cabo análisis nacionales de cobertura con arreglo al artículo 24.

2. Si el análisis europeo de cobertura a que se refiere el artículo 23 o el análisis nacional de cobertura a que se refiere el artículo 24 muestra algún problema de cobertura, el Estado miembro de que se trate deberá identificar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado que haya causado o favorecido la emergencia del problema.

3. Los Estados miembros respecto de los cuales se hayan detectado problemas de cobertura publicarán un plan de ejecución con un calendario para la adopción de medidas destinadas a eliminar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado detectadas en el marco del proceso de ayudas estatales. Al abordar los problemas de cobertura, los Estados miembros deberán, en particular, tener en cuenta los principios contemplados en el artículo 3 y estudiar la posibilidad de:

- a) eliminar las distorsiones reglamentarias;
- b) eliminar los límites de precios de conformidad con el artículo 10;

- c) introducir una función de fijación de precios de escasez para la energía de balance a que se refiere el artículo 44, apartado 3, del Reglamento (UE) n.º 2017/2195;
 - d) aumentar las interconexiones y la capacidad de la red interna con vistas a alcanzar al menos los objetivos de interconexión a que se refiere el artículo 4, letra d), punto 1, del Reglamento (UE) 2018/1999;
 - e) permitir la autogeneración, el almacenamiento de energía, las medidas del lado de la demanda y la eficiencia energética adoptando medidas destinadas a eliminar las distorsiones reglamentarias detectadas;
 - f) garantizar la adquisición rentable y basada en el mercado de servicios de balance y auxiliares;
 - g) suprimir los precios regulados cuando así lo exija el artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944.
4. Los Estados miembros en cuestión someterán su plan de ejecución a la Comisión para su examen.
 5. En el plazo de cuatro meses a partir de la recepción del plan de ejecución, la Comisión emitirá un dictamen sobre si las medidas son suficientes para eliminar las distorsiones reglamentarias o las deficiencias del mercado identificadas en virtud del apartado 2, y podrá solicitar a los Estados miembros que modifiquen sus planes de ejecución en consecuencia.
 6. Los Estados miembros de que se trate llevarán a cabo un seguimiento de la aplicación de sus planes de ejecución y publicarán los resultados del seguimiento en un informe anual y lo presentarán a la Comisión.
 7. La Comisión emitirá un dictamen sobre si los planes de ejecución se han llevado a cabo de manera suficiente y si se ha resuelto el problema de cobertura.
 8. Los Estados miembros continuarán respetando el plan de ejecución después de que el problema de cobertura identificado se haya resuelto.

Artículo 21

Principios generales para los mecanismos de capacidad

1. Para eliminar los problemas residuales de cobertura, los Estados miembros podrán, en última instancia y durante la ejecución de las medidas a que se refiere el artículo 20, apartado 3, y de conformidad con los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, introducir mecanismos de capacidad.
2. Antes de introducir mecanismos de capacidad, los Estados miembros en cuestión llevarán a cabo un estudio exhaustivo sobre los posibles efectos de dichos mecanismos en los Estados miembros vecinos, mediante la consulta, al menos, de los Estados miembros vecinos con los que tengan una conexión directa a la red y de las partes interesadas de esos Estados miembros.
3. Los Estados miembros evaluarán si un mecanismo de capacidad en forma de reserva estratégica está en situación de abordar los problemas de cobertura. Si no es así, los Estados miembros podrán aplicar un tipo de mecanismo de capacidad diferente.
4. Los Estados miembros no introducirán mecanismos de capacidad cuando el análisis europeo de cobertura y el análisis nacional de cobertura, o, en ausencia de un análisis nacional de cobertura, el análisis europeo de cobertura no haya detectado un problema de cobertura.
5. Los Estados miembros no introducirán mecanismos de capacidad hasta que la Comisión haya emitido un dictamen sobre el plan de ejecución a que hace referencia el artículo 20, apartado 3, según lo previsto en el artículo 20, apartado 5.
6. Cuando un Estado miembro aplique un mecanismo de capacidad, revisará dicho mecanismo y se asegurará de que no se celebren nuevos contratos en virtud de dicho mecanismo cuando el análisis europeo de cobertura y el análisis nacional de cobertura o, en ausencia de un análisis nacional de cobertura, el análisis europeo de cobertura no haya detectado un problema de cobertura o cuando el plan de ejecución a que se refiere el artículo 20, apartado 3, no haya recibido el dictamen de la Comisión previsto en el artículo 20, apartado 5.
7. Al diseñar los mecanismos de capacidad, los Estados miembros incluirán una disposición que permita una eliminación progresiva y eficiente del mecanismo de capacidad en caso de que no se celebren nuevos contratos de conformidad con el apartado 6 durante tres años consecutivos.

8. Los mecanismos de capacidad serán temporales y serán aprobados por la Comisión por una duración no superior a diez años. Se eliminarán progresivamente o se reducirán las capacidades comprometidas sobre la base del plan de ejecución con arreglo al artículo 20, apartado 3. Los Estados miembros seguirán aplicando el plan de ejecución después de la introducción del mecanismo de capacidad.

Artículo 22

Principios para la configuración de mecanismos de capacidad

1. Los mecanismos de capacidad:
 - a) serán temporales;
 - b) no deberán crear distorsiones innecesarias del mercado ni limitar el comercio interzonal;
 - c) no irán más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de la cobertura a que se refiere el artículo 20;
 - d) seleccionarán proveedores de capacidad mediante un proceso transparente, no discriminatorio y competitivo;
 - e) aportarán incentivos para que los proveedores de capacidad estén disponibles en momentos en los que se espere una gran demanda del sistema;
 - f) garantizarán que la remuneración se fije mediante un proceso competitivo;
 - g) establecerán, antes del proceso de selección, las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad;
 - h) estarán abiertos a la participación de todos los recursos que estén en disposición de proporcionar el rendimiento técnico exigido, incluida la gestión del almacenamiento de energía y la demanda;
 - i) aplicarán las sanciones adecuadas a los proveedores de capacidad cuando no estén disponibles en momentos de gran demanda del sistema.
2. El diseño de la configuración de reservas estratégicas cumplirá los siguientes requisitos:
 - a) cuando un mecanismo de capacidad esté diseñado como una reserva estratégica, sus recursos solo se despacharán en caso de que sea probable que los gestores de redes de transporte agoten sus recursos de balance para llegar a un equilibrio entre la oferta y la demanda;
 - b) durante los períodos de liquidación de los desvíos, cuando se despachen los recursos de la reserva estratégica, los desequilibrios del mercado se liquidarán al menos al valor de carga perdida o a un valor superior al límite técnico del precio intradiario a que se refiere el artículo 10, apartado 1, si este fuera mayor.
 - c) la producción de la reserva estratégica posterior al despacho se atribuirá a los sujetos de liquidación responsables del balance a través del mecanismo de liquidación de los desvíos;
 - d) los recursos que formen parte de la reserva estratégica no podrán remunerarse a través de los mercados de electricidad mayoristas de los mercados de balance;
 - e) los recursos de la reserva estratégica se mantendrán fuera del mercado al menos durante la duración del período contractual;

El requisito a que se refiere la letra a) del párrafo primero se entenderá sin perjuicio de la activación de los recursos antes del despacho efectivo a fin de respetar las limitaciones en lo que respecta al incremento y los requisitos de funcionamiento de los recursos. La producción de la reserva estratégica durante la activación no se atribuirá a los grupos de balance mediante mercados al por mayor o no modificará sus desequilibrios.

3. Además de los requisitos establecidos en el apartado 1, los mecanismos de capacidad distintos de las reservas estratégicas:
 - a) estarán concebidos de tal modo que garanticen que el precio pagado por disponibilidad tienda automáticamente a cero cuando el nivel de capacidad suministrada se espere que sea adecuado para satisfacer el nivel de capacidad exigida;
 - b) remunerarán los recursos participantes solamente por su disponibilidad y garantizarán que la remuneración no afecte a la decisión del proveedor de capacidad de generar o no;
 - c) garantizarán que las obligaciones de capacidad sean transferibles entre los proveedores de capacidad elegibles.

4. Los mecanismos de capacidad incorporarán los siguientes requisitos en cuanto a límites de emisiones de CO₂:
 - a) desde el 4 de julio de 2019 a más tardar, una capacidad de generación cuya producción comercial haya comenzado en o antes de dicha fecha y que emita más de 550 gr de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad no se comprometerá ni recibirá pagos o compromisos de pagos futuros en virtud de un mecanismo de capacidad;
 - b) desde el 1 de julio de 2025 a más tardar, una capacidad de generación cuya producción comercial haya comenzado antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 gr de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO₂ procedente de combustibles fósiles de media por año no se comprometerá ni recibirá pagos o compromisos de pagos futuros en virtud de un mecanismo de capacidad.

El límite de emisiones de 550 gr de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y el límite de 350 kg de CO₂ procedente de combustibles fósiles de media por año por kW instalado a que se refieren las letras a) y b) del párrafo primero se calcularán sobre la base de la eficiencia del diseño de la unidad de generación, a saber, la eficiencia neta a capacidad nominal conforme a las normas pertinentes previstas por la Organización Internacional de Normalización.

A más tardar el 5 de enero de 2020, la ACER publicará un dictamen que proporcione orientaciones técnicas relativas al cálculo de los valores a que se refiere el párrafo primero.

5. Los Estados miembros que apliquen mecanismos de capacidad a fecha de 4 de julio de 2019 adaptarán sus mecanismos para cumplir el capítulo 4 sin perjuicio de los compromisos o los contratos celebrados a más tardar el 31 de diciembre de 2019.

Artículo 23

Análisis europeo de cobertura

1. El análisis europeo de cobertura identificará los problemas de cobertura evaluando la capacidad global de la red eléctrica para abastecer la demanda de energía presente y prevista a nivel de la Unión, a nivel de los Estados miembros, y a nivel de las zonas individuales de oferta, según proceda. El análisis europeo de cobertura se llevará a cabo para cada año durante un período de diez años a partir de la fecha de dicho análisis.
2. La REGRT de Electricidad llevará a cabo el análisis europeo de cobertura.
3. A más tardar el 5 de enero de 2020, la REGRT de Electricidad presentará al Grupo de Coordinación de la Electricidad creado en virtud del artículo 1 de la Decisión de la Comisión de 15 de noviembre de 2012 ⁽²¹⁾ y a la AACER un proyecto de metodología para el análisis europeo de cobertura, basada en los principios establecidos en el apartado 4.
4. Los gestores de redes de transporte proporcionarán a la REGRT de Electricidad los datos que necesite para llevar a cabo el análisis europeo de cobertura.

La REGRT de Electricidad llevará a cabo el análisis europeo de cobertura anualmente. Los productores y otros participantes en el mercado proporcionarán a los gestores de redes de transporte datos relativos al uso esperado de los recursos de generación, para los que se tendrá en cuenta la disponibilidad de recursos primarios y escenarios adecuados de previsiones de oferta y demanda.

5. El análisis europeo de cobertura se basará en una metodología transparente que garantizará que dicho análisis:
 - a) se lleve a cabo en cada una de las zonas de oferta abarcando al menos todos los Estados miembros;
 - b) se base en escenarios centrales de referencia adecuados de previsiones de la oferta y la demanda, incluida una evaluación económica de la probabilidad de cierre, de suspensión de la actividad, de nueva construcción de activos de generación y de medidas para alcanzar los objetivos de eficiencia energética e interconexión eléctrica y sensibilidades adecuadas sobre fenómenos meteorológicos extremos, condiciones hidrológicas, precios al por mayor y evolución del precio del carbón;
 - c) contenga escenarios separados que reflejen las diversas probabilidades de que se den problemas de cobertura que los diferentes tipos de mecanismos de capacidad están concebidos para abordar;

⁽²¹⁾ Decisión de la Comisión de 15 de noviembre de 2012 por la que se crea el Grupo de Coordinación de la Electricidad (DO C 353 de 17.11.2012, p. 2).

- d) tenga debidamente en cuenta la contribución de todos los recursos, incluidas las posibilidades existentes y futuras de generación, el almacenamiento de energía, la integración sectorial, la respuesta de la demanda y la importación y exportación y su contribución a una gestión flexible del sistema;
 - e) anticipe el impacto probable de las medidas a las que se refiere el artículo 20, apartado 3;
 - f) incluya variantes sin mecanismos de capacidad existentes o previstos y, cuando proceda, variaciones con tales mecanismos;
 - g) se base en un modelo de mercado que utiliza, si procede, el método basado en los flujos;
 - h) aplique cálculos probabilísticos;
 - i) aplique una herramienta de modelización única;
 - j) aplique al menos los siguientes indicadores a que hace referencia el artículo 25:
 - previsiones de energía no suministrada y
 - previsiones de pérdida de carga;
 - k) señale las fuentes de posibles problemas de cobertura, en particular si se deben a limitaciones de red o a limitaciones de recursos, o a ambos aspectos;
 - l) tenga en consideración el verdadero desarrollo de la red;
 - m) garantice que se tengan debidamente en cuenta las características nacionales de generación, demanda, flexibilidad y almacenamiento de energía, la disponibilidad de fuentes primarias y el nivel de interconexión.
6. A más tardar el 5 de enero de 2020, la REGRT de Electricidad presentará a la ACER una propuesta de metodología para calcular:
- a) el valor de carga perdida;
 - b) el coste de la entrada de nuevas empresas para la generación, o la respuesta de la demanda; y
 - c) el estándar de fiabilidad a que hace referencia el artículo 25.

La metodología se basará en criterios transparentes, objetivos y verificables.

7. Las propuestas a las que se refieren los apartados 3 y 6 para el proyecto de metodología, los escenarios, sensibilidades y supuestos sobre los que se basan, y los resultados del análisis europeo de cobertura en virtud del apartado 4 se someterán a la consulta previa de los Estados miembros, el Grupo de Coordinación de la Electricidad y todas las partes interesadas pertinentes y a la aprobación de la ACER con arreglo al procedimiento establecido en el artículo 27.

Artículo 24

Análisis nacionales de cobertura

1. El análisis nacional de cobertura tendrá un ámbito regional y se basará en la metodología a que hace referencia el artículo 23, apartado 5, y en particular en sus letras b) a m).

Los análisis nacionales de cobertura contendrán los escenarios centrales de referencia a que se refiere el artículo 23, apartado 5, letra b).

Los análisis nacionales de cobertura podrán tener en consideración sensibilidades adicionales a las mencionadas en el artículo 23, apartado 5, letra b). En tales casos, los análisis nacionales de cobertura podrán:

- a) formular hipótesis teniendo en cuenta las particularidades de la oferta y la demanda de electricidad a nivel nacional;
- b) utilizar instrumentos complementarios y datos recientes coherentes con los utilizados por la REGRT de Electricidad para el análisis europeo de cobertura.

Además, el análisis nacional de cobertura, al evaluar la participación directa transfronteriza de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro a la seguridad del suministro de las zonas de oferta que abarcan, empleará el método previsto en el artículo 26, apartado 11, letra a).

2. Los análisis nacionales de cobertura, y, en su caso, los análisis europeos de cobertura y el dictamen de la ACER con arreglo al apartado 3 se harán públicos.
3. En caso de que el análisis nacional de cobertura detecte un problema de cobertura en relación con una zona de oferta que no haya detectado el análisis europeo de cobertura, el análisis nacional de cobertura deberá incluir una motivación de la divergencia entre los dos análisis de cobertura, incluidos los detalles de las sensibilidades empleadas y las hipótesis subyacentes. Los Estados miembros publicarán dicho análisis y lo remitirán a la ACER.

En el plazo de dos meses a partir de la fecha de recepción del informe, la ACER emitirá un dictamen indicando si las diferencias entre el análisis nacional de cobertura y el análisis europeo de cobertura están justificadas.

El organismo responsable del análisis nacional de cobertura tendrá debidamente en cuenta el dictamen de la ACER y, en caso necesario, modificará su análisis. En caso de que decida no tener plenamente en cuenta el dictamen de la ACER, dicho organismo publicará un informe con un razonamiento detallado.

Artículo 25

Estándar de fiabilidad

1. Al aplicar mecanismos de capacidad, los Estados miembros deberán disponer de un estándar de fiabilidad. Un estándar de fiabilidad indicará de forma transparente el nivel necesario de seguridad del suministro del Estado miembro. En el caso de las zonas de oferta transfronterizas, dichos estándares de fiabilidad serán establecidas de manera conjunta por las autoridades competentes.
2. El estándar de fiabilidad será fijado por el Estado miembro o por una autoridad competente designada por el Estado miembro a propuesta de las autoridades reguladoras. El estándar de fiabilidad se establecerá sobre la base de la metodología prevista en el artículo 23, apartado 6.
3. El estándar de fiabilidad se calculará usando al menos el valor de carga perdida y el coste de la entrada de nuevas empresas durante un horizonte temporal determinado y se expresará como «previsiones de energía no suministrada» y «previsiones de pérdida de carga».
4. Al aplicar mecanismos de capacidad, los parámetros para determinar la cantidad de capacidad adquirida en el mecanismo de capacidad deberán ser aprobados por el Estado miembro o una autoridad competente designada por el Estado miembro sobre la base de la propuesta de la autoridad reguladora.

Artículo 26

Participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad

1. Los mecanismos distintos de las reservas estratégicas y, cuando sea técnicamente viable, las reservas estratégicas, estarán abiertos a la participación directa transfronteriza de proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro con arreglo a las condiciones establecidas en el presente artículo.
2. Los Estados miembros velarán por que la capacidad exterior que pueda proporcionar un rendimiento técnico equivalente a las capacidades nacionales tenga la oportunidad de participar en el mismo proceso competitivo que la capacidad nacional. En el caso de los mecanismos de capacidad en funcionamiento el 4 de julio de 2019, los Estados miembros podrán autorizar la participación directa en el mismo proceso competitivo de interconectores como capacidad exterior durante un máximo de cuatro años a partir del 4 de julio de 2019 o, si ocurre primero, dos años después de la aprobación de las metodologías a que se refiere el apartado 11.

Los Estados miembros podrán exigir que la capacidad esté situada en un Estado miembro con una conexión de red directa con el Estado miembro que aplica el mecanismo.

3. Los Estados miembros no impedirán la posibilidad de que la capacidad situada en su territorio participe en los mecanismos de capacidad de otros Estados miembros.

4. La participación transfronteriza en mecanismos de capacidad no cambiará, transformará o afecte de otro modo en los horarios transfronterizos o los flujos físicos entre los Estados miembros. Dichos horarios y flujos quedarán determinados exclusivamente por el resultado de la asignación de la capacidad con arreglo al artículo 16.

5. Los proveedores de capacidad podrán participar en más de un mecanismo de capacidad.

Cuando los proveedores de capacidad participen en más de un mecanismo de capacidad para el mismo periodo de entrega, participarán hasta las expectativas de disponibilidad de interconexión y la posible coincidencia de estrés entre el sistema en el que se aplica el mecanismo y el sistema en el que está situada la capacidad exterior de conformidad con la metodología a que se refiere la letra a) del apartado 11.

6. Los proveedores de capacidad estarán obligados a efectuar los pagos de indisponibilidad cuando su capacidad no esté disponible.

Cuando los proveedores de capacidad participen en más de un mecanismo de capacidad para el mismo periodo de entrega, se les requerirá que realicen múltiples pagos de indisponibilidad cuando sean incapaces de cumplir compromisos múltiples.

7. Para formular una recomendación a los gestores de redes de transporte, los centros de coordinación regionales establecidos con arreglo al artículo 35, calcularán anualmente la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad extranjera. Dicho cálculo tendrá en cuenta las expectativas de disponibilidad de interconexión y la posible coincidencia de estrés entre el sistema en el que se aplica el mecanismo y el sistema en el que está situada la capacidad exterior. Se requerirá dicho cálculo para cada frontera entre zonas de oferta.

Los gestores de redes de transporte fijarán anualmente la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad extranjera sobre la base de la recomendación del centro de coordinación regional.

8. Los Estados miembros garantizarán que la capacidad de entrada a la que se refiere el apartado 7 se asigne a los proveedores de capacidad elegibles de manera transparente, no discriminatoria y basada en el mercado.

9. Cuando existan mecanismos de capacidad abiertos a la participación transfronteriza en dos Estados miembros vecinos, cualquier ingreso procedente de la asignación contemplada en el apartado 8 se abonará a los gestores de redes de transporte de que se trate y se repartirá entre ellos de conformidad con la metodología mencionada en la letra b) del apartado 11 del presente artículo o de conformidad con una metodología común aprobada por las dos autoridades reguladoras pertinentes. Si el Estado miembro vecino no aplica un mecanismo de capacidad o aplica un mecanismo de capacidad que no está abierto a la participación transfronteriza, la autoridad nacional competente del Estado miembro en el que se aplique el mecanismo de capacidad aprobará el reparto de los ingresos tras consultar a las autoridades reguladoras de los Estados miembros vecinos. Los gestores de redes de transporte deberán utilizar dichos ingresos para los fines establecidos en el artículo 19, apartado 2.

10. El gestor de la red de transporte en la que esté situada la capacidad exterior deberá:

a) determinar si los proveedores de capacidad interesados pueden ofrecer el rendimiento técnico exigido por el mecanismo de capacidad en el que se proponen participar e inscribirlos como proveedores de capacidad elegibles en un registro establecido a tal efecto;

b) realizar controles de disponibilidad;

c) notificar al gestor de red de transporte en el Estado miembro que aplique el mecanismo de capacidad la información recibida con arreglo a las letras a) y b) del presente párrafo y al párrafo segundo.

El proveedor de capacidad pertinente notificará sin demora al gestor de redes de transporte su participación en un mecanismo de capacidad exterior;

11. A más tardar el 5 de julio de 2020, la REGRT de Electricidad presentará a la ACER:

a) una metodología de cálculo de la capacidad máxima de participación transfronteriza a la que se refiere el apartado 7;

- b) una metodología para repartir los ingresos como se contempla en el apartado 9;
- c) normas comunes para realizar los controles de la disponibilidad contemplados en el apartado 10, letra b);
- d) normas comunes para determinar cuándo se debe un pago por no disponibilidad;
- e) disposiciones sobre el funcionamiento del registro al que se refiere el apartado 10, letra a);
- f) normas comunes para señalar la capacidad elegible para participar en el mecanismo de capacidad a que se refiere el apartado 10, letra a).

La propuesta se someterá a consulta previa y a la aprobación por la ACER de conformidad con el artículo 27.

12. Las autoridades reguladoras correspondientes verificarán si las capacidades se han calculado de conformidad con la metodología contemplada en el apartado 11, letra a).

13. Las autoridades reguladoras velarán por que la participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad se organice de forma eficaz y no discriminatoria. En particular, adoptarán medidas administrativas adecuadas para hacer cumplir los pagos transfronterizos por no disponibilidad.

14. Las capacidades asignadas de conformidad con el apartado 8 serán transferibles entre los proveedores de capacidad elegibles. Los proveedores de capacidad elegibles notificarán al registro de cualquier transferencia tal y como se hace referencia en el apartado 10, letra a).

15. A más tardar el 5 de julio de 2021, la REGRT de Electricidad establecerá y pondrá en funcionamiento el registro al que se refiere el apartado 9, letra a). El registro estará abierto a todos los proveedores de capacidad elegibles, los sistemas que ejecuten los mecanismos y sus gestores de redes de transporte.

Artículo 27

Procedimiento de aprobación

1. En los casos en que se haga referencia al presente artículo, el procedimiento establecido en los apartados 2, 3 y 4 será de aplicación a la aprobación de la propuesta presentada por la REGRT de Electricidad.
2. Antes de presentar una propuesta, la REGRT de Electricidad llevará a cabo una consulta que implique a todas las partes interesadas pertinentes, incluyendo a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales. Tendrá debidamente en cuenta los resultados de dicha consulta en su propuesta.
3. En los tres meses siguientes a la fecha de recepción de la propuesta a que se refiere el apartado 1, la ACER deberá aprobar la propuesta o modificarla. En este último caso, la ACER consultará a la REGRT de Electricidad antes de aprobar la propuesta modificada. La ACER publicará la propuesta aprobada en su sitio web en un plazo de tres meses después de la fecha de recepción de los documentos propuestos.
4. La ACER podrá pedir modificaciones de las propuestas aprobadas en cualquier momento. En un plazo de seis meses a partir de la fecha de recepción de la solicitud, la REGRT de Electricidad presentará a la ACER un proyecto de las modificaciones propuestas. En un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del proyecto, la ACER modificará o adoptará las modificaciones y las publicará en su sitio web.

CAPÍTULO V

OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

Artículo 28

Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad

1. Los gestores de redes de transporte cooperarán a nivel de la Unión a través de la REGRT de Electricidad, a fin de promover la realización y el funcionamiento del mercado interior de la electricidad y del comercio interzonal, y de garantizar la gestión óptima, el funcionamiento coordinado y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de electricidad.

2. En el desempeño de sus funciones de conformidad con el Derecho de la Unión, la REGRT de Electricidad actuará con miras a establecer un mercado interior integrado y que funcione correctamente, contribuirá a la eficiencia y la sostenibilidad en el logro de los objetivos fijados en el marco estratégico en materia de clima y energía para el período de 2020 a 2030, en particular contribuyendo a la integración eficiente de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y al aumento de la eficiencia energética, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del sistema. La REGRT de Electricidad dispondrá de los recursos humanos y financieros adecuados para desempeñar sus funciones.

Artículo 29

REGRT de Electricidad

1. Los gestores de redes de transporte de electricidad presentarán a la Comisión y a la ACER el proyecto de modificación de los estatutos de la REGRT de Electricidad, una lista de los miembros o el proyecto de reglamento interno de la REGRT de Electricidad.
2. En los dos meses siguientes a la recepción de los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno, la ACER, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema, clientes incluidos, entregará un dictamen a la Comisión sobre el proyecto de modificación de los estatutos, la lista de miembros o el reglamento interno.
3. La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de modificación de los estatutos, la lista de miembros o el reglamento interno teniendo en cuenta el dictamen de la ACER a que se refiere el apartado 2 y en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del dictamen de la ACER.
4. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de transporte aprobarán y publicarán sus estatutos o su reglamento interno modificados.
5. Los documentos contemplados en el apartado 1 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de ser modificados o previa solicitud motivada de la Comisión o de la ACER. La Comisión y la ACER emitirán un dictamen de conformidad con lo dispuesto en los apartados 2, 3 y 4.

Artículo 30

Tareas de la REGRT de Electricidad

1. La REGRT de Electricidad deberá:
 - a) desarrollar códigos de red en los ámbitos aludidos en el artículo 59, apartados 1 y 2, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 28.
 - b) adoptar y publicar, cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión y no vinculante (plan de desarrollo de la red a escala de la Unión);
 - c) elaborar y adoptar propuestas relativas al análisis europeo de cobertura con arreglo al artículo 23 y propuestas de especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad con arreglo al artículo 26, apartado 11;
 - d) adoptar recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte de la Unión y de terceros países;
 - e) adoptar un marco para la cooperación y la coordinación entre los centros de coordinación regionales;
 - f) adoptar una propuesta que defina la región de operación del sistema de conformidad con las disposiciones del artículo 36;
 - g) cooperar con los gestores de redes de distribución y con la entidad de los GRD de la UE;
 - h) promover la digitalización de las redes de transporte, en particular la adquisición de datos en tiempo real y el despliegue de redes inteligentes y sistemas de medición inteligentes;
 - i) adoptar herramientas de gestión de la red comunes para garantizar la coordinación de la gestión de la red en situaciones de normalidad y de emergencia, con inclusión de una escala común de clasificación de incidentes, y de dichos planes de investigación, incluido el despliegue de tales planes a través de un programa de investigación eficiente. Dichas herramientas especificarán, entre otras cosas:
 - i) la información, incluida la información apropiada diaria, intradiaria y en tiempo real, que sea útil para mejorar la coordinación operativa, así como la frecuencia óptima de recogida e intercambio de dicha información,

- ii) la plataforma tecnológica para el intercambio de información en tiempo real y, si procede, las plataformas tecnológicas para la recogida, procesamiento y transmisión del resto de la información mencionada en el inciso i), así como para la aplicación de los procedimientos capaces de aumentar la coordinación entre los gestores de redes de transporte con la perspectiva de que dicha coordinación alcance a toda la Unión,
 - iii) la manera en que los gestores de redes de transporte podrán la información operativa a disposición de otros gestores de redes de transporte o de cualquier entidad debidamente autorizada para ayudarles a establecer la coordinación operativa, y de la ACER, y
 - iv) que los gestores de redes de transporte designarán un punto de contacto encargado de contestar a consultas de otros operadores de redes de transporte o de cualquier entidad debidamente autorizada mencionados en el inciso iii) o de la ACER sobre dicha información;
- j) adoptar un programa de trabajo anual;
 - k) contribuir al establecimiento de requisitos de interoperabilidad y de procedimientos no discriminatorios y transparentes de acceso a los datos conforme a lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva (UE) 2019/944;
 - l) adoptar un informe anual;
 - m) efectuar y adoptar unos análisis de cobertura estacionales con arreglo al artículo 9, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/941;
 - n) promover la seguridad informática y la protección de datos en cooperación con las autoridades y las entidades reguladas pertinentes;
 - o) tener en cuenta el desarrollo de la respuesta de la demanda en el ejercicio de sus funciones.
2. La REGRT de Electricidad presentará a la ACER un informe sobre las deficiencias detectadas en relación con la creación y el funcionamiento de los centros de coordinación regionales.
3. La REGRT de Electricidad publicará las actas de las reuniones de su asamblea, las reuniones de su consejo de administración y de sus comités, y facilitará al público información periódica sobre sus decisiones y actividades.
4. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 1, letra j), incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre coordinación de la gestión común de la red y actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse en dicho año, así como un calendario indicativo.
5. La REGRT de Electricidad transmitirá toda la información que la ACER exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo 32, apartado 1. A fin de que la REGRT de Electricidad cumpla con dicho requisito los gestores de redes de transporte pondrán a disposición de la REGRT de Electricidad toda la información necesaria.
6. A instancia de la Comisión, la REGRT de Electricidad le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo 61.

Artículo 31

Consultas

1. La REGRT de Electricidad llevará a cabo un extenso proceso de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente. El proceso de consulta será estructurado de forma que se tengan en cuenta las observaciones de las partes interesadas antes de la adopción final de la propuesta, así como de manera abierta y transparente, a todas las partes interesadas relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo 29, cuando esté preparando las propuestas con arreglo a las tareas a las que se refiere el artículo 30, apartado 1. La consulta se dirigirá a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales, a las empresas de generación y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo a los clientes, a los gestores de redes de distribución, incluyendo a las asociaciones del sector pertinentes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados, y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes pertinentes durante el proceso de decisión.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.

3. Antes de aprobar las propuestas a que se refiere el artículo 30, apartado 1, la REGRT de Electricidad indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos toda vez que no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

Artículo 32

Control por la ACER

1. La ACER controlará la ejecución de las tareas indicadas en el artículo 30, apartados 1, 2 y 3, asignadas a la REGRT de Electricidad, e informará de sus resultados a la Comisión.

La ACER llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRT de Electricidad de los códigos de red desarrollados con arreglo al artículo 59. Cuando la REGRT de Electricidad haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red, la ACER exigirá a la REGRT de Electricidad que facilite una explicación debidamente motivada de las causas del incumplimiento. La ACER informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.

La ACER llevará a cabo un seguimiento y análisis de la aplicación de los códigos y de las directrices que adopte la Comisión con arreglo al artículo 58, apartado 1, así como de su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado y la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado, e informará de ello a la Comisión.

2. La REGRT de Electricidad presentará a la ACER, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, el proyecto de programa de trabajo anual, incluidos la información sobre el proceso de consulta, y los demás documentos a que se refiere el artículo 30, apartado 1.

Cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión presentado por la REGRT de Electricidad no contribuyen a la no discriminación, la competencia efectiva, el funcionamiento eficiente del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza abierta al acceso de terceros, la ACER presentará un dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones a la REGRT de Electricidad y a la Comisión en un plazo de dos meses desde la fecha de su presentación.

Artículo 33

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la REGRT de Electricidad mencionadas en los artículos 28 a 32 y 58 a 61 del presente Reglamento y en el artículo 11 del Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²³⁾ correrán a cargo de los gestores de redes de transporte y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán dichos costes cuando sean razonables y proporcionados.

Artículo 34

Cooperación regional de los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte mantendrán una cooperación regional en la REGRT de Electricidad para contribuir a las tareas indicadas en el artículo 30, apartados 1, 2 y 3. En particular, publicarán un plan regional de inversiones cada dos años y podrán tomar decisiones sobre inversiones basándose en este plan. La REGRT de Electricidad promoverá la cooperación entre los gestores de redes de transporte a nivel garantizando la interoperabilidad, la comunicación y el seguimiento de los resultados regionales en los ámbitos que aún no estén armonizados a nivel de la Unión.

2. Los gestores de redes de transporte promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y fomentar el desarrollo de intercambios de energía, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado, prestando la debida atención a los méritos específicos de las subastas implícitas para las asignaciones a corto plazo y la integración de los mecanismos de equilibrado y potencia de reserva.

⁽²³⁾ Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n.º 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 y (CE) n.º 715/2009 (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

3. Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2, la Comisión podrá establecer la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo presentes las estructuras de cooperación regional existentes. Cada Estado miembro podrá propiciar la cooperación en más de una zona geográfica.

La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 68 que completen el presente Reglamento, estableciendo la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional. A tal efecto, la Comisión consultará a las autoridades reguladoras, a la ACER y a la REGRT de Electricidad.

Los actos delegados a que se refiere el presente apartado se entenderán sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 36.

Artículo 35

Creación y misión de los centros de coordinación regionales

1. A más tardar el 5 de julio de 2020, todos los gestores de redes de transporte de una región de operación del sistema presentarán una propuesta para la creación de centros de coordinación regionales a las autoridades reguladoras de que se trate de conformidad con los criterios que se establecen en el presente capítulo.

Las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema revisarán y aprobarán la propuesta.

La propuesta incluirá, como mínimo, los elementos siguientes:

- a) el Estado miembro de la futura sede de los centros de coordinación regionales y los gestores de redes de transporte participantes;
- b) las modalidades organizativas, financieras y operativas necesarias para garantizar el funcionamiento eficiente, seguro y fiable de la red de transporte interconectada;
- c) un plan de ejecución para la puesta en funcionamiento de los centros de coordinación regionales;
- d) los estatutos y el reglamento interno de los centros de coordinación regionales;
- e) una descripción de los procesos de cooperación de conformidad con el artículo 38;
- f) una descripción de los acuerdos relativos a la responsabilidad de los centros de coordinación regionales, de conformidad con el artículo 47.
- g) en caso de que se mantengan en régimen de rotación dos centros de coordinación regionales de conformidad con el artículo 36, apartado 2, una descripción de las modalidades que permitan establecer las responsabilidades de dichos centros de coordinación regionales y procedimientos claros sobre la ejecución de sus tareas.

2. Tras la aprobación por las autoridades reguladoras de la propuesta contemplada en el apartado 1, los centros de coordinación regionales sustituirán a los coordinadores regionales de seguridad establecidos de conformidad con las Directrices sobre la gestión de la red adoptadas sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009 y entrarán en funcionamiento a más tardar el 1 de julio de 2022.

3. Los centros de coordinación regionales presentarán una forma jurídica contemplada en el anexo II de la Directiva (UE) 2017/1132 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²³⁾.

4. En el desempeño de sus tareas de conformidad con el Derecho de la Unión, los centros de coordinación regionales actuarán con independencia de los intereses nacionales individuales y de los intereses de los gestores de redes de transporte.

5. Los centros de coordinación regionales completarán el papel de los gestores de redes de transporte llevando a cabo tareas de alcance regional que se les hayan asignado de conformidad con lo dispuesto en el artículo 37. Los gestores de redes de transporte serán responsables de gestionar los flujos de electricidad y garantizar una red eléctrica segura, fiable y eficiente de conformidad con el artículo 40, apartado 1, letra d), de la Directiva (UE) 2019/944.

⁽²³⁾ Directiva (UE) 2017/1132 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de junio de 2017, sobre determinados aspectos del Derecho de sociedades (DOL 169 de 30.6.2017, p. 46).

*Artículo 36***Ámbito geográfico de los centros de coordinación regionales**

1. A más tardar el 5 de enero de 2020, la REGRT de Electricidad presentará a la ACER una propuesta en la que se especificará qué gestores de redes de transporte, zonas de oferta, fronteras entre las zonas de oferta, regiones de cálculo de la capacidad y regiones de coordinación de interrupciones están cubiertas por cada una de las regiones de operación del sistema. La propuesta tendrá en cuenta la topología de la red, en particular el grado de interconexión e interdependencia de la red eléctrica en términos de flujos y el tamaño de la región, que abarcará al menos una región de cálculo de capacidad.
2. Los gestores de redes de transporte de una región de operación del sistema participarán en el centro de coordinación regional establecido en dicha región. Excepcionalmente, cuando la zona de control de un gestor de redes de transporte sea parte de diversas zonas síncronas, el gestor de redes de transporte podrá participar en estar dos centros de coordinación regionales. Por lo que respecta a las fronteras entre las zonas de oferta que sean adyacentes a las regiones de operación del sistema, la propuesta del apartado 1 especificará el modo de instrumentar la coordinación entre los centros de coordinación regionales de dichas fronteras. En el caso de la zona síncrona de Europa continental, en la que las actividades de dos centros de coordinación regionales pueden solaparse en una región de operación del sistema, los gestores de redes de transporte de dicha región de operación del sistema decidirán o bien designar un único centro de coordinación regional de esa región, o bien que los dos centros de coordinación regionales realicen todas o algunas de las tareas de importancia regional en toda la región de operación del sistema, con arreglo a un sistema de rotación, mientras que un único centro de coordinación regional designado realiza las otras tareas.
3. En los tres meses siguientes a la recepción de la propuesta que se indica en el apartado 1, la ACER deberá aprobar la propuesta de determinación de las regiones de operación del sistema o proponer enmiendas. En este último caso, la ACER consultará a la REGRT de Electricidad antes de adoptar las modificaciones. La propuesta adoptada se publicará en el sitio web de la ACER.
4. Los gestores de redes de transporte pertinentes podrán presentar a la ACER una propuesta de modificación de las regiones de operación del sistema establecidas con arreglo al apartado 1. Se aplicará el procedimiento establecido en el apartado 3.

*Artículo 37***Tareas de los centros de coordinación regionales**

1. Cada centro de coordinación regional efectuará, como mínimo, todas las tareas de relevancia regional siguientes en toda la región de operación del sistema donde esté establecido:
 - a) llevar a cabo el cálculo coordinado de la capacidad de acuerdo con las metodologías elaboradas en virtud de la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - b) llevar a cabo el análisis coordinado de la seguridad de acuerdo con las metodologías elaboradas en virtud de la directriz de gestión de la red adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - c) crear modelos comunes de red de acuerdo con las metodologías elaboradas en virtud de la directriz de gestión de la red adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - d) apoyar a la evaluación de la compatibilidad de los planes de defensa y de reposición de servicio de acuerdo con el procedimiento establecido en el Código de red de emergencia y reposición adoptado sobre la base del artículo 6, apartado 11, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - e) realizar previsiones regionales de cobertura del sistema con una antelación de entre una semana y, al menos, un día y la elaboración de medidas de reducción de riesgos, de conformidad con la metodología establecida en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/941 y los procedimientos establecidos en las Directrices de gestión de la red adoptadas sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - f) llevar a cabo la coordinación regional de la planificación ante interrupciones de acuerdo con los procedimientos y metodologías establecidos en la directriz de gestión de la red adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009;
 - g) la formación y certificación del personal que trabaja para los centros de coordinación regionales;
 - h) apoyar la coordinación y optimización de la recuperación regional a petición de los gestores de redes de transporte;

- i) llevar a cabo el análisis e informes tras la operación y a raíz de perturbaciones;
- j) llevar a cabo la medición regional de la capacidad de reserva;
- k) facilitar la adquisición de reserva de balance regional;
- l) apoyar a los gestores de redes de transporte, a petición de estos, en la optimización de los acuerdos entre gestores de redes de transporte;
- m) desempeñar las tareas relativas a la definición de escenarios regionales de crisis de electricidad en la medida en que se deleguen en los centros de coordinación regionales en virtud del artículo 6, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/941;
- n) desempeñar las tareas relativas a los análisis de cobertura estacionales en la medida en que se deleguen en los centros de coordinación regionales con arreglo al artículo 9, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/941;
- o) calcular el valor de la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior en mecanismos de capacidad con el objetivo de formular una recomendación a tenor del artículo 26, apartado 7.
- p) desempeñar las tareas relacionadas con el apoyo a los gestores de redes de transporte en la determinación de las necesidades de nuevas capacidades de intercambio de las interconexiones, con vistas a mejorar la capacidad de intercambio de las interconexiones existente o sus alternativas, que deben presentarse a los grupos regionales establecidos con arreglo al Reglamento (UE) n.º 347/2013 e incluidos en el plan decenal de desarrollo de la red a que se refiere el artículo 51 de la Directiva (UE) 2019/944.

Las tareas mencionadas en el párrafo primero se detallan en el anexo I.

2. Sobre la base de una propuesta de la Comisión o de un Estado miembro, el Comité establecido por el artículo 68 de la Directiva (UE) 2019/944 emitirá un dictamen sobre la asignación de nuevas tareas de asesoramiento a los centros de coordinación regionales. Cuando dicho Comité emita un dictamen favorable sobre la atribución de nuevas tareas de asesoramiento, los centros de coordinación regionales llevarán a cabo dichas tareas sobre la base de una propuesta elaborada por la REGRT de Electricidad y aprobada por la ACER de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 27.

3. Los gestores de redes de transporte proporcionarán a sus centros de coordinación regionales la información necesaria para llevar a cabo sus funciones.

4. Los centros de coordinación regionales facilitarán a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema toda la información necesaria para aplicar las medidas coordinadas y recomendaciones formuladas por los centros de coordinación regionales.

5. Para las tareas establecidas en el presente artículo y que todavía no estén cubiertas por los códigos de red y las directrices pertinentes, la REGRT de Electricidad elaborará una propuesta de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 27. Los centros de coordinación regionales ejecutarán esas tareas sobre la base de una propuesta aprobada por la ACER.

Artículo 38

Cooperación dentro de los centros de coordinación regionales y entre ellos

La coordinación cotidiana dentro de los centros de coordinación regionales y entre ellos se hará mediante procedimientos cooperativos entre los gestores de redes de transporte de la región, incluidos acuerdos de coordinación entre centros de coordinación regionales, cuando sea pertinente. El proceso cooperativo se basará en:

- a) una organización del trabajo que permita atender los aspectos de planificación y operativos pertinentes para desempeñar las tareas a que se refiere el artículo 37;
- b) un procedimiento para intercambiar análisis y consultar al respecto de las propuestas de los centros de coordinación regionales con los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema y las partes interesadas pertinentes y con otros centros de coordinación regional, de forma eficiente e inclusiva, en el ejercicio de las funciones y tareas, con arreglo al artículo 40;
- c) un procedimiento para la adopción de medidas coordinadas y recomendaciones, de conformidad con el artículo 42;

*Artículo 39***Organización del trabajo**

1. Los centros de coordinación regionales organizarán el trabajo de forma eficiente, inclusiva, transparente y que facilite el consenso, con el fin de abordar los aspectos de planificación y operación relacionados con las tareas que vayan a ejercerse, teniendo en cuenta, en particular, las especificidades y exigencias de dichas tareas que se especifican en el anexo I. Los centros de coordinación regionales elaborarán asimismo un proceso para la revisión de dicha organización del trabajo.
2. Los centros de coordinación regionales velarán por que las disposiciones de organización del trabajo a que se refiere el apartado 1 contengan reglas relativas a la notificación de las partes interesadas.

*Artículo 40***Procedimiento de consulta**

1. Los centros de coordinación regionales elaborarán un procedimiento para organizar, en el ejercicio de sus funciones y tareas operativas cotidianas, consultas adecuadas y regulares con los gestores de redes de transporte en la región de operación del sistema, con otros centros de coordinación regionales y con las partes interesadas pertinentes. A fin de que puedan abordarse cuestiones reglamentarias, las autoridades reguladoras participarán en el proceso cuando sea necesario.
2. Los centros de coordinación regionales consultarán a los Estados miembros de la región de operación del sistema, y, cuando exista un foro regional, a sus foros regionales sobre cuestiones importantes desde el punto de vista político con exclusión de las actividades diarias de los centros de coordinación regionales y la ejecución de sus tareas. Los centros de coordinación regionales tendrán debidamente en cuenta las recomendaciones de los Estados miembros y, cuando proceda, de sus foros regionales.

*Artículo 41***Transparencia**

1. Los centros de coordinación regionales desarrollarán un proceso para que participen las partes interesadas y organizar reuniones periódicas con dichas partes para debatir asuntos relacionados con el funcionamiento eficiente, seguro y fiable de la red interconectada, así como para detectar las deficiencias existentes y proponer mejoras.
2. La REGRT de Electricidad y los centros de coordinación regionales funcionarán con total transparencia de cara a las partes interesadas y al público en general. Publicarán todos los documentos pertinentes en sus respectivos sitios web.

*Artículo 42***Adopción y revisión de medidas coordinadas y de recomendaciones**

1. Los gestores de redes de transporte de una región de operación del sistema elaborarán un procedimiento para la adopción y revisión de medidas coordinadas y recomendaciones formuladas por los centros de coordinación regionales de acuerdo con los criterios establecidos en los apartados 2 a 4.
2. Los centros de coordinación regionales presentarán medidas coordinadas dirigidas a los gestores de redes de transporte en lo que se refiere a las tareas indicadas en el artículo 37, apartado 1, letras a) y b). Los gestores de redes de transporte aplicarán las medidas coordinadas salvo cuando su aplicación pudiera suponer una vulneración de los límites de seguridad operativa determinados por cada gestor de redes de transporte de conformidad con la directriz de gestión de la red adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

Cuando un gestor de redes de transporte decida no aplicar una medida coordinada por las razones apuntadas en el presente apartado, informará de forma transparente y detallada sobre sus razones al centro de coordinación regional y a los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema sin tardanza. En tales casos, el centro de coordinación regional evaluará el impacto de dicha decisión sobre los demás gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema y podrá proponer un conjunto diferente de medidas coordinadas supeditado al procedimiento establecido en el apartado 1.

3. Los centros de coordinación regionales formularán recomendaciones dirigidas a los gestores de redes de transporte en lo que se refiere a las tareas enumeradas en el artículo 37, apartado 1, letras c) a p), o que se hayan asignado de conformidad con el artículo 37, apartado 2.

Cuando un gestor de redes de transporte decida apartarse de una recomendación a que se refiere el apartado 1, presentará una justificación de su decisión a los centros de coordinación regionales y a los demás gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema sin dilación indebida.

4. La revisión de las medidas coordinadas o de una recomendación se pondrá en marcha a petición de uno o varios de los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema. Tras la revisión de la medida coordinada o de la recomendación, los centros de coordinación regionales confirmarán o modificarán la medida.

5. Cuando la medida coordinada esté sujeta a una revisión de conformidad con el apartado 4 del presente artículo, la solicitud de revisión no implicará la suspensión de la medida coordinada, excepto cuando la aplicación de la medida coordinada pudiera suponer una vulneración de los límites de seguridad operativa determinados por cada gestor de redes de transporte de conformidad con la directriz sobre la gestión de la red adoptadas sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

6. A propuesta de los Estados miembros o de la Comisión y previa consulta al Comité, establecido por el artículo 68 de la Directiva (UE) 2019/944, los Estados miembros de una región de operación del sistema podrán decidir conjuntamente conceder la competencia de presentar medidas coordinadas al centro de coordinación regional para una o varias de las tareas previstas en el artículo 37, apartado 1, letras c) a p) del presente Reglamento.

Artículo 43

Consejo de administración de los centros de coordinación regionales

1. Los centros de coordinación regionales designarán un consejo de administración para adoptar medidas relativas a su gobernanza y supervisar su funcionamiento.
2. El consejo de administración estará compuesto por miembros que representen a todos los gestores de redes de transporte que participen en los centros de coordinación regionales pertinentes.
3. El consejo de administración será responsable de:
 - a) elaborar y aprobar los estatutos y el reglamento interno de los centros de coordinación regionales;
 - b) decidir sobre la estructura organizativa y aplicarla;
 - c) elaborar y aprobar el presupuesto anual;
 - d) desarrollar y respaldar los procesos cooperativos con arreglo al artículo 38.
4. Las competencias del consejo de administración no incluirán las relativas a las actividades cotidianas de los centros de coordinación regionales y al desempeño de sus tareas.

Artículo 44

Estructura organizativa

1. Los gestores de redes de transporte de una región de operación del sistema establecerán la estructura organizativa de los centros de coordinación regionales que propicie la seguridad de sus tareas.

Su estructura organizativa especificará:

- a) los poderes, las obligaciones y las responsabilidades del personal;
- b) la relación y estructura jerárquica de las diferentes partes y procesos de la organización.

2. Los centros de coordinación regionales podrán crear oficinas regionales para abordar las especificidades subregionales o centros de coordinación regionales para un ejercicio eficiente y fiable de sus tareas siempre que resulte estrictamente necesario.

*Artículo 45***Equipo y personal**

Los centros de coordinación regionales estarán dotados de todos los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros necesarios para cumplir sus obligaciones con arreglo al presente Reglamento y para desempeñar sus tareas de forma independiente e imparcial.

*Artículo 46***Seguimiento y notificación**

1. Los centros de coordinación regionales establecerán un proceso de control continuo de al menos:
 - a) su rendimiento operativo;
 - b) las medidas coordinadas y las recomendaciones emitidas, el grado hasta el cual los gestores de redes de transporte han ejecutado las medidas coordinadas y las recomendaciones, y los resultados alcanzados;
 - c) la eficacia y la eficiencia de cada una de las tareas que les incumban y, cuando proceda, la rotación de dichas tareas.
2. Los centros de coordinación regionales determinarán sus costes de manera transparente y lo notificarán a la ACER y a las autoridades reguladoras de la región de la operación del sistema.
3. Los centros de coordinación regionales presentarán un informe anual sobre el resultado del control previsto en el apartado 1, así como información sobre sus resultados a la REGRT de Electricidad, la ACER, las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema y al Grupo de Coordinación de la Electricidad.
4. Los centros de coordinación regionales informarán de las deficiencias que detecten en el proceso de seguimiento contemplado en el apartado 1 a la REGRT de Electricidad, las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema, la ACER y las otras autoridades competentes de los Estados miembros responsables de la prevención y la gestión de situaciones de crisis. Sobre la base de dicha información, las autoridades reguladoras pertinentes de la región de seguridad operativa podrán proponer medidas para subsanar las deficiencias a los centros de coordinación regionales.
5. Sin perjuicio del principio de la necesidad de proteger la seguridad y la confidencialidad de la información sensible desde el punto de vista comercial, los centros de coordinación regionales harán públicos los informes a que se refieren los apartados 3 y 4.

*Artículo 47***Responsabilidad**

En las propuestas relativas a la creación de los centros de coordinación regionales con arreglo al artículo 35, los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema tomarán las medidas necesarias para cubrir la responsabilidad derivada de la ejecución de las tareas de los centros de coordinación regionales. El método empleado al efecto deberá tener en cuenta la situación jurídica de los centros de coordinación regionales y el nivel de cobertura de los seguros comerciales disponibles.

*Artículo 48***Plan decenal de desarrollo de la red**

1. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión al que se refiere el artículo 30, apartado 1, letra b), incluirá la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos y una evaluación de la solidez de la red.

En particular, el plan de desarrollo de red a escala de la Unión:

- a) se basará en los planes nacionales de inversiones, teniendo en cuenta los planes regionales de inversiones mencionados en el artículo 34, apartado 1, del presente Reglamento y, si procede, en los aspectos de la planificación de la red a escala de la Unión, tal como se establecen en el Reglamento (UE) n.º 347/2013; se someterá a un análisis de rentabilidad utilizando la metodología establecida tal como se contempla en el artículo 11 de dicho Reglamento;

- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios del sistema e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores a que se refieren los artículos 44 y 51 de la Directiva (UE) 2019/944; y
- c) señalará las carencias de la inversión, en particular en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza.

Por lo que respecta al párrafo primero, letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red a escala de la Unión una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados, por ejemplo, de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación.

2. La ACER emitirá un dictamen sobre los planes decenales nacionales de desarrollo de la red a fin de evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión. Si la ACER detecta incoherencias entre un plan decenal nacional de desarrollo de la red y el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, recomendará que se modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red o el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión, según proceda. Si el plan decenal nacional de desarrollo de la red se desarrolla de conformidad con el artículo 51 de la Directiva (UE) 2019/944, la ACER recomendará que la autoridad reguladora pertinente modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red de conformidad con el artículo 51, apartado 7, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión.

Artículo 49

Mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte serán compensados por los costes que les suponga acoger en su red flujos eléctricos transfronterizos.
2. La compensación mencionada en el apartado 1 será abonada por los gestores de las redes nacionales de transporte de las que proceden los flujos transfronterizos y de las redes donde estos flujos terminan.
3. Las compensaciones se abonarán periódicamente y corresponderán a períodos de tiempo ya transcurridos. Las compensaciones abonadas serán objeto de ajustes a posteriori cuando sea necesario para incorporar los costes realmente soportados.

El primer período por el que deberán abonarse compensaciones se determinará siguiendo las directrices contempladas en el artículo 61.

4. La Comisión adoptará actos delegados de conformidad con el artículo 68 que completen el presente Reglamento, estableciendo las cuantías de las compensaciones que deban abonarse.
5. Las magnitudes totales de los flujos transfronterizos acogidos y de los flujos transfronterizos considerados con origen o destino final en redes de transporte nacionales se determinarán sobre la base de los flujos físicos de electricidad efectivamente medidos en un período de tiempo determinado.
6. Los costes generados por acoger flujos transfronterizos se establecerán sobre la base de los costes marginales medios prospectivos a largo plazo teniendo en cuenta las pérdidas, las inversiones en infraestructuras nuevas y un porcentaje adecuado del coste de las infraestructuras existentes, siempre que las infraestructuras se utilicen para transmitir flujos transfronterizos, teniendo especialmente en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad del suministro. Para determinar los costes generados se utilizará un método estándar de cálculo de costes reconocido. Se tomarán en consideración los beneficios que obtenga una red por acoger flujos transfronterizos para reducir la compensación recibida.
7. A efectos únicamente del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte, cuando las redes de transporte de dos o más Estados miembros formen parte, entera o parcialmente, de un bloque de control único, se considerará que todo el bloque de control forma parte de la red de transporte de uno de los Estados miembros citados, con objeto de evitar que los flujos en el interior de bloques de control se consideren flujos transfronterizos con arreglo al artículo 2, apartado 2, letra b), y den lugar a compensaciones con arreglo al apartado 1 del presente artículo. Las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate podrán decidir de cuál de estos Estados miembros interesados se considerará parte integrante el bloque de control en su conjunto.

Artículo 50

Suministro de información

1. Los gestores de redes de transporte deberán crear mecanismos de coordinación e intercambio de información a fin de garantizar la seguridad de las redes en relación con la gestión de la congestión.

2. Los gestores de redes de transporte deberán hacer públicas sus normas de seguridad, explotación y planificación. Dicha información incluirá un sistema general de cálculo de la capacidad total de transferencia y del margen de fiabilidad de transporte basándose en las características eléctricas y físicas de la red. Estos sistemas estarán sujetos a la aprobación de las autoridades reguladoras.
3. Los gestores de las redes de transporte publicarán estimaciones de la capacidad de transferencia disponible durante cada día, indicando, en su caso, la capacidad de transferencia disponible ya reservada. La publicación se hará en determinados intervalos de tiempo antes de la fecha de transporte e incluirá, en todo caso, estimaciones con una semana y un mes de antelación, así como una indicación cuantitativa de la fiabilidad prevista de la capacidad disponible.
4. Los gestores de redes de transporte publicarán los datos pertinentes sobre la previsión global y la demanda real, la disponibilidad y el uso real de los activos de generación y carga, la disponibilidad y el uso de la red y los interconectores, la capacidad de equilibrado y reserva y la disponibilidad de la flexibilidad. Respecto de la disponibilidad y el uso real de los pequeños activos de generación y carga, podrán utilizarse datos globales aproximativos.
5. Los participantes en el mercado facilitarán a los gestores de redes de transporte los datos pertinentes.
6. Las empresas de generación que posean o exploten activos de generación, alguno de los cuales tenga una capacidad instalada de, al menos, 250 MW o tengan una cartera con, al menos, 400 MW de activos de generación, tendrán a disposición de la autoridad reguladora, la autoridad nacional de la competencia y la Comisión, durante cinco años, todos los datos horarios por planta que sean necesarios para verificar todas las decisiones operacionales sobre el despacho y las ofertas en los intercambios de electricidad, las subastas de interconexión, los mercados de reserva y los mercados no organizados. La información por planta y por hora que debe almacenarse incluye los datos sobre la capacidad de generación disponible y las reservas comprometidas, comprendida la asignación de estas reservas comprometidas a nivel de planta, en el momento en que se hagan las ofertas y cuando tenga lugar la producción.
7. Los gestores de redes de transporte intercambiarán regularmente una serie de datos sobre el flujo de carga y la red suficientemente precisos, para que cada gestor de redes de transporte pueda realizar cálculos del flujo de carga en su zona correspondiente. La misma serie de datos se pondrá a disposición de las autoridades reguladoras, de la Comisión y de los Estados miembros siempre que lo soliciten. Las autoridades reguladoras, los Estados miembros y la Comisión tratarán esta serie de datos confidencialmente, y velarán por que también les dé un trato confidencial cualquier asesor que realice por encargo suyo un trabajo analítico basado en esos datos.

Artículo 51

Certificación de los gestores de redes de transporte

1. La Comisión examinará toda notificación de una decisión relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte conforme a lo establecido en el artículo 52, apartado 6, de la Directiva (UE) 2019/944, tan pronto como la reciba. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de la notificación, la Comisión enviará a la autoridad reguladora pertinente su dictamen sobre la compatibilidad con el artículo 43 y bien con el artículo 52, apartado 2, o con el artículo 53 de la Directiva (UE) 2019/944.

Cuando elabore el dictamen mencionado en el párrafo primero la Comisión podrá solicitar el dictamen de la ACER sobre la decisión de la autoridad reguladora. En dicho caso, el plazo de dos meses previsto en el párrafo primero se ampliará en dos meses.

Si la Comisión no dictamina en los plazos previstos en los párrafos primero y segundo, se entenderá que la Comisión no plantea objeciones sobre la decisión de la autoridad reguladora.

2. En el plazo de dos meses a partir de la recepción del dictamen de la Comisión, la autoridad reguladora adoptará una decisión firme sobre la certificación del gestor de la red de transporte teniendo en cuenta al máximo el dictamen de la Comisión. La decisión de la autoridad reguladora y el dictamen de la Comisión se publicarán juntos.
3. En cualquier fase del procedimiento las autoridades reguladoras o la Comisión podrán solicitar a los gestores de redes de transporte o a las empresas que realicen cualquiera de las funciones de generación o suministro cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas indicadas en el presente artículo.

4. Las autoridades reguladoras y la Comisión protegerán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.
5. Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo 43, apartado 9, de la Directiva (UE) 2019/944, la Comisión adoptará una decisión relativa a la certificación. La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión.

CAPÍTULO VI

GESTIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 52

Entidad europea de los gestores de redes de distribución

1. Los gestores de redes de distribución cooperarán a nivel de la Unión a través de la entidad de los GRD de la UE, a fin de promover la realización y el funcionamiento del mercado interior de la electricidad y de promover una gestión óptima y una operación coordinada de los sistemas de distribución y transporte. Los gestores de redes de distribución que deseen participar en la entidad de los GRD de la UE tendrán derecho a convertirse en miembros afiliados a la entidad.

Los miembros registrados podrán participar en la entidad de los GRD de la UE directamente o estar representados por la asociación nacional designada por el Estado miembro o por una asociación a escala de la Unión.

2. Los gestores de redes de distribución tendrán derecho a asociarse a través de la creación de una entidad de los GRD de la UE. La entidad de los GRD de la UE llevará a cabo sus tareas y procesos con arreglo al artículo 55. En su calidad de entidad experta que trabaja en pro del interés común de la Unión, la entidad de los GRD de la UE no representará intereses particulares ni tratará de influir en el proceso de adopción de decisiones para promover determinados intereses.

3. Los miembros de la entidad de los GRD de la UE deberán registrarse y abonar una cuota de afiliación equitativa y proporcionada acorde con el número de clientes conectados al gestor de red de distribución de que se trate.

Artículo 53

Establecimiento de la entidad de los GRD de la UE

1. La entidad de los GRD de la UE estará formada por, al menos, una asamblea general, una junta directiva, un grupo consultivo estratégico, grupos de expertos y un secretario general.

2. A más tardar el 5 de julio de 2020, los gestores de redes de distribución presentarán a la Comisión y a la ACER, de conformidad con el artículo 54, el proyecto de estatutos, que incluirá un código de conducta, una lista de los miembros afiliados, el proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a la REGRT de Electricidad y otras partes interesadas, y las normas de financiación de la entidad de los GRD de la UE que vaya a crearse.

El proyecto de reglamento interno de la entidad de los GRD de la UE garantizará una representación equilibrada de todos los gestores de redes de distribución participantes.

3. En los dos meses siguientes a la recepción del proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno, la ACER presentará su dictamen a la Comisión, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema de distribución.

4. En un plazo de tres meses a partir de la recepción del dictamen de la ACER, la Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno teniendo en cuenta el dictamen de la ACER previsto en el apartado 3 y.

5. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de distribución establecerán la entidad de los GRD de la UE y aprobarán y publicarán sus estatutos y su reglamento interno.

6. Los documentos contemplados en el apartado 2 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de la Comisión o de la ACER. La ACER y la Comisión emitirán un dictamen acorde con el proceso establecido en los apartados 2, 3 y 4.

7. Los costes derivados de las actividades de la entidad de los GRD de la UE correrán a cargo de los gestores de redes de distribución que sean miembros afiliados y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán los costes que sean razonables y proporcionados.

Artículo 54

Principales normas y procedimientos para la entidad de los GRD de la UE

1. Los estatutos de la entidad de los GRD de la UE adoptados de conformidad con el artículo 53 salvaguardarán los siguientes principios:

- a) la participación en las labores de la entidad de los GRD de la UE se limitará a los miembros afiliados, con posibilidad de delegación entre los miembros;
- b) las decisiones estratégicas relativas a las actividades de la entidad de los GRD de la UE, así como las directrices generales de la junta directiva, serán adoptadas por la asamblea general;
- c) las decisiones de la asamblea general se adoptarán con arreglo a las normas siguientes:
 - i) cada miembro dispondrá de un número de votos proporcional a su número de clientes;
 - ii) se alcanzará el 65 % de los votos atribuidos a los miembros; y
 - iii) la decisión se adoptará con una mayoría de al menos el 55 % de los miembros;
- d) las decisiones de la asamblea general se rechazarán de conformidad con las normas siguientes:
 - i) cada miembro dispondrá de un número de votos proporcional a su número de clientes;
 - ii) se alcanzará el 35 % de los votos atribuidos a los miembros; y
 - iii) la decisión se rechazará por al menos el 25 % de los miembros;
- e) la junta directiva será elegida por la asamblea general por un mandato máximo de cuatro años;
- f) la junta directiva nombrará a un presidente y a tres vicepresidentes de entre los miembros de la junta;
- g) la cooperación entre los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución conforme a los artículos 56 y 57 estará dirigida por la junta directiva;
- h) las decisiones de la junta directiva se adoptarán por mayoría absoluta;
- i) sobre la base de una propuesta de la junta directiva, el secretario general será designado por la asamblea general de entre sus miembros por un mandato de cuatro años, renovable una vez;
- j) sobre la base de una propuesta de la junta directiva, la asamblea general designará grupos de expertos, que no tendrán más de treinta miembros y en los que un tercio de los miembros podrán no ser miembros de la entidad de los GRD de la UE; además, se establecerá un grupo de expertos nacionales que estará formado por un representante de los gestores de redes de distribución de cada Estado miembro.

2. Los procedimientos aprobados por la entidad de los GRD de la UE salvaguardarán el tratamiento justo y proporcional de sus miembros y reflejarán la estructura geográfica y económica diversa de su composición. En particular, los procedimientos preverán que:

- a) la junta directiva estará formada por el presidente de la Junta y veintisiete representantes de los miembros, de los cuales:
 - i) nueve serán representantes de miembros con más de un millón de usuarios de la red;
 - ii) nueve serán representantes de miembros con más de 100 000 y menos de un millón de usuarios de la red; y
 - iii) nueve serán representantes de miembros con menos de 100 000 usuarios de la red;
- b) que se permita a los representantes de las asociaciones de gestores de redes de distribución existentes participar en las reuniones de la junta directiva en calidad de observadores;
- c) que no se permita a la junta directiva constar de más de tres representantes de miembros con sede en el mismo Estado miembro o que pertenezcan al mismo grupo industrial;

- d) que se nombre a cada uno de los vicepresidentes de la junta de entre representantes de miembros pertenecientes a cada una de las categorías enumeradas en la letra a);
- e) que ningún grupo de expertos esté formado mayoritariamente por representantes de miembros con sede en un mismo Estado miembro o que pertenezcan al mismo grupo industrial;
- f) que la junta directiva establezca un grupo consultivo estratégico que dé su opinión a la junta directiva y a los grupos de expertos y que esté formado por representantes de las asociaciones europeas de gestores de redes de distribución y representantes de los Estados miembros no representados en la junta directiva.

Artículo 55

Tareas de la entidad de los GRD de la UE

1. Las tareas de la entidad de los GRD de la UE serán las siguientes:
 - a) promover la operación y planificación de las redes de distribución en coordinación con la operación y planificación de las redes de transporte;
 - b) facilitar la integración de los recursos energéticos renovables, la generación distribuida y otros recursos contenidos en la red de distribución, como el almacenamiento de energía;
 - c) facilitar la flexibilidad del lado de la demanda y la respuesta de la demanda, así como el acceso a los mercados de los usuarios de las redes de distribución;
 - d) contribuir a la digitalización de los sistemas de distribución, incluido el despliegue de redes inteligentes y sistemas de medición inteligente;
 - e) apoyar el desarrollo de la gestión de los datos, la ciberseguridad y la protección de datos, en colaboración con las autoridades y las entidades reguladas pertinentes;
 - f) participar en la elaboración de códigos de red que sean pertinentes en relación con el funcionamiento y la planificación de las redes de distribución y el funcionamiento coordinado de las redes de transporte y redes de distribución, de conformidad con el artículo 59.
2. Además, la entidad de los GRD de la UE deberá:
 - a) cooperar con la REGRT de Electricidad en el seguimiento de la aplicación de los códigos de red y las directrices adoptadas con arreglo al presente Reglamento que sean pertinentes para la gestión y planificación de las redes de distribución y la operación coordinada de las redes de transporte y redes de distribución;
 - b) cooperar con la REGRT de Electricidad y adoptar las mejores prácticas sobre la operación coordinada y la planificación de los sistemas de transporte y distribución, incluyendo aspectos como el intercambio de datos entre los operadores y la coordinación de los recursos energéticos distribuidos;
 - c) trabajar en la determinación de las mejores prácticas en los ámbitos señalados en el apartado 1 y para introducir mejoras de la eficiencia energética en la red de distribución;
 - d) adoptar un programa de trabajo anual y un informe anual;
 - e) funcionar de conformidad con el Derecho en materia de competencia y garantizar la neutralidad.

Artículo 56

Consultas en el proceso de desarrollo de códigos de red

1. La entidad de los GRD de la UE llevará a cabo un extenso proceso de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, a todas las partes interesadas relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo 53, cuando esté participando en la elaboración de nuevos códigos de red con arreglo al artículo 59. La consulta se dirigirá a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales, a las empresas de generación y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo los clientes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados, y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes pertinentes durante el proceso de decisión.

2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.
3. La entidad de los GRD de la UE tendrá en cuenta las opiniones presentadas durante las consultas. Antes de adoptar propuestas para los códigos de red contemplados en el artículo 59, la entidad de los GRD de la UE indicará de qué manera ha tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos toda vez que no haya tenido en cuenta dichas observaciones.

Artículo 57

Cooperación entre los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte cooperarán entre sí en la planificación y operación de las redes. En particular, los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte intercambiarán toda la información y datos necesarios con relación a la producción, el rendimiento de los activos de generación y la respuesta de la demanda, la operación diaria de sus redes y la planificación a largo plazo de las inversiones en redes, con el fin de garantizar que el desarrollo y la operación de sus redes sean rentables, seguros y fiables.
2. Los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte cooperarán entre sí a fin de lograr un acceso coordinado a recursos como la generación distribuida, el almacenamiento de energía o la respuesta de la demanda, que puedan apoyar necesidades particulares a la vez de los gestores de redes de distribución y de los gestores de redes de transporte.

CAPÍTULO VII

CÓDIGOS DE RED Y DIRECTRICES

Artículo 58

Adopción de códigos de red y directrices

1. La Comisión podrá, sin perjuicio de las competencias contempladas en los artículos 59, 60 y 61, adoptar actos de ejecución o actos delegados. Tales actos podrán adoptarse como códigos de red sobre la base de propuestas de textos elaboradas por la REGRT de Electricidad o, cuando así se prevea en la lista de prioridades del artículo 59, apartado 3, por la entidad de los GRD de la UE, en su caso, en colaboración con la REGRT de Electricidad, y la ACER con arreglo al procedimiento del artículo 59, o como directrices con arreglo al procedimiento del artículo 61.
2. Los códigos de red y las directrices deberán:
 - a) garantizar que proporcionan el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento;
 - b) tener en cuenta, si procede, las especificidades regionales;
 - c) no ir más allá de lo que sea necesario para alcanzar el objetivo de la letra a); y
 - d) no afectar al derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten al comercio interzonal.

Artículo 59

Establecimiento de códigos de red

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos de ejecución a fin de garantizar condiciones uniformes para la aplicación del presente Reglamento mediante el establecimiento de códigos de red en los ámbitos siguientes:
 - a) normas de seguridad y fiabilidad de la red, con inclusión de normas sobre capacidad técnica de reserva de transporte para la seguridad operativa de la red, así como normas de interoperabilidad, en aplicación de los artículos 34 a 47 y del artículo 57 del presente Reglamento y del artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, incluidas las normas sobre los estados de la red, las medidas correctoras y los límites de seguridad operativa, la regulación de la tensión y la gestión de la potencia reactiva, la gestión de la corriente de cortocircuito, la gestión de los flujos eléctricos, el análisis y la gestión de contingencias, los equipos y planes de protección, el intercambio de datos, el cumplimiento normativo, la formación, el análisis de la planificación y la seguridad operativas, la coordinación regional de la seguridad operativa, la coordinación de interrupciones, los planes de disponibilidad de los activos pertinentes, el análisis de cobertura, los servicios auxiliares, la planificación y los entornos de datos de planificación operativa;

- b) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión, en aplicación del artículo 6 de la Directiva (UE) 2019/944 y de los artículos 7 a 10, de los artículos 13 a 17 y de los artículos 35 a 37 del presente Reglamento, incluidas las normas sobre metodologías y los procesos de cálculo de la capacidad diaria, intradiaria y a plazo, los modelos de red, la configuración de las zonas de oferta, el redespacho y el intercambio compensatorio, los algoritmos de negociación, el acoplamiento único diario y el acoplamiento único intradiario, la firmeza de la capacidad interzonal asignada, la distribución de las rentas derivadas de la congestión, la cobertura de riesgos para la transmisión interzonal, los procedimientos de nominación y la recuperación de costes por asignación de capacidad y gestión de la congestión;
- c) normas en aplicación de los artículos 5, 6 y 17 relativos a transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y equilibrado de la red, incluidas normas relativas a la potencia de reserva, en particular, las funciones y responsabilidades, las plataformas para el intercambio de energía de balance, las horas de cierre de los mercados, los requisitos para los productos estándar y los productos especiales, la adquisición de servicios de balance, la asignación de capacidad interzonal para el intercambio de servicios de balance y el reparto de reservas, la liquidación de la energía de balance, la liquidación de intercambios de energía entre los gestores de red, la liquidación de desvíos y la liquidación de la capacidad de balance, el control de la frecuencia-potencia, el parámetro de definición de la calidad de la frecuencia y el parámetro objetivo de la calidad de la frecuencia, las reservas de contención de la frecuencia, las reservas de recuperación de la frecuencia, las reservas de sustitución, el intercambio y reparto de reservas, los procesos de activación transfronteriza de las reservas, los procesos de control del tiempo y la transparencia de la información;
- d) normas en aplicación de los artículos 36, 40 y 54 de la Directiva (UE) 2019/944 relativas a la prestación transparente y no discriminatoria de servicios auxiliares de no frecuencia, incluidas normas sobre el control de tensión en estado estacionario, la inercia, la inyección rápida de corriente reactiva, la inercia para la estabilidad de la red, la corriente de cortocircuito, la capacidad de arranque autónomo y la capacidad de funcionamiento aislado;
- e) normas en aplicación del artículo 57 del presente Reglamento y de los artículos 17, 31, 32, 36, 40 y 54 de la Directiva (UE) 2019/944 sobre la respuesta de la demanda, incluidos la agregación, el almacenamiento de energía y las normas de reducción de la demanda.

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen contemplado en el artículo 67, apartado 2.

2. La Comisión está facultada para adoptar actos delegados de conformidad con el artículo 68 que completen el presente Reglamento en lo referente al establecimiento de códigos de red relativos a los siguientes aspectos:

- a) normas de conexión a la red, en particular, normas sobre la conexión de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y de redes de distribución, la conexión de unidades de demanda utilizadas a efectos de la respuesta de la demanda, los requisitos para la conexión a la red de generadores, los requisitos para la conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua, los requisitos de los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua y de las estaciones convertidoras de alta tensión en corriente continua de terminal remoto, y los procedimientos de notificación operativa para la conexión a la red;
- b) normas en materia de intercambio de datos, liquidación y transparencia, incluidas, en particular, normas sobre las capacidades de transferencia para horizontes temporales pertinentes, estimaciones y valores reales sobre la asignación y utilización de las capacidades de transferencia, las previsiones y la demanda real de instalaciones y su agregación, incluida la indisponibilidad de instalaciones, las previsiones y la producción real de unidades de producción y su agregación, incluida la no disponibilidad de unidades, la disponibilidad y el uso de redes, las medidas de gestión de la congestión y los datos de mercado de balance. Las normas deben incluir la forma en que se publica la información, el calendario de publicación y las entidades responsables de la gestión;
- c) normas de acceso para terceros;
- d) procedimientos operativos en caso de emergencia y reposición, incluidos los planes de emergencia del sistema, los planes de reposición, las interacciones del mercado, el intercambio de información y la comunicación, y las herramientas y equipos;
- e) normas sectoriales específicas para los aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de electricidad, incluyendo normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, la supervisión, la información y la gestión de crisis;

3. Previa consulta a la ACER, a la REGRT de Electricidad, a la entidad de los GRD de la UE y a las demás partes interesadas que corresponda, la Comisión establecerá una lista de prioridades cada tres años, en la que señalará los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red.

Si el objeto del código de red está directamente relacionado con la operación del sistema de distribución y no concierne principalmente al sistema de transporte, la Comisión podrá pedir a la entidad de los GRD de la UE, en cooperación con la REGRT de Electricidad, que convoque un comité de redacción y presente a la ACER una propuesta de código de red.

4. La Comisión instará a la ACER a que le transmita en un plazo razonable, que no superará los seis meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión, directrices marco no vinculantes en las que se establezcan principios claros y objetivos para el establecimiento de códigos de red relativos a las zonas definidas en la lista de prioridades («directriz marco»). La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberá abordar la directriz marco. Cada directriz marco contribuirá a la integración del mercado, la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento eficiente del mercado. Previa solicitud motivada de la ACER, la Comisión podrá prorrogar el plazo para presentar las directrices.
5. La ACER consultará oficialmente a la REGRT de Electricidad, a la entidad de los GRD de la UE, y demás partes interesadas pertinentes acerca de la directriz marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.
6. La ACER presentará una directriz marco no vinculante a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 4.
7. En caso de que la Comisión estime que la directriz marco no contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado, podrá solicitar a la ACER que revise la directriz marco, en un plazo razonable, y volverá a transmitirlo a la Comisión.
8. Si la ACER no transmitiera la directriz marco o no presentara de nuevo una directriz marco en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 4 o 7, la Comisión se encargará de la elaboración de la directriz marco en cuestión.
9. La Comisión invitará a la REGRT de Electricidad o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, a la entidad de los GRD de la UE, en cooperación con la REGRT de Electricidad, a que transmita a la ACER una propuesta de código de red de conformidad con la directriz marco pertinente en un plazo razonable que no superará los doce meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión.
10. La REGRT de Electricidad o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE, en cooperación con la REGRT de Electricidad, convocará un comité de redacción para que la apoye en el proceso de elaboración del código de red. El comité de redacción estará compuesto por representantes de la ACER, representantes de la REGRT de Electricidad, si procede de la entidad de los GRD de la UE y de NEMO y de un número limitado de partes interesadas afectadas. Previa solicitud formulada por la Comisión de conformidad con el apartado 9, la REGRT de Electricidad o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Electricidad, elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.
11. La ACER revisará el código de red propuesto para asegurarse de que se ajusta a las directrices marco pertinentes y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado y transmitirá el código de red revisado a la Comisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la propuesta. En la propuesta presentada a la Comisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta bajo la dirección de la REGRT de Electricidad o de la entidad de los GRD de la UE y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión que deba presentarse a la Comisión.
12. En caso de que la REGRT de Electricidad o la entidad de los GRD de la UE no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 9, la Comisión podrá invitar a la ACER a que elabore un proyecto de código de red con arreglo a la directriz marco correspondiente. La ACER podrá poner en marcha una nueva consulta mientras elabora un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La ACER transmitirá a la Comisión un proyecto de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.
13. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la REGRT de Electricidad o la entidad de los GRD de la UE no hubiera desarrollado un código de red o la ACER no hubiera elaborado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 12, o a propuesta de la ACER en virtud del apartado 11, uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en los apartados 1 y 2.
14. Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa, la Comisión consultará acerca de un proyecto de código a la ACER, a la REGRT de Electricidad y a las demás partes interesadas pertinentes en lo que se refiere al código de red, durante un período no inferior a dos meses.
15. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 61. No afectará a la posibilidad de que la REGRT de Electricidad desarrolle directrices no vinculantes en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2, cuando dichas directrices no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que le haya dirigido la Comisión a la REGRT de Electricidad. La REGRT de Electricidad presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

*Artículo 60***Modificación de códigos de red**

1. La Comisión estará facultada para modificar los códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 59, apartado 1, y en el artículo 59, apartado 2, y de conformidad con el procedimiento correspondiente del artículo 59. La ACER también podrá proponer modificaciones a los códigos de redes de conformidad con los apartados 2 y 3 del presente artículo.
2. Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado con arreglo al artículo 59, incluidos la REGRT de Electricidad, la entidad de los GRD de la UE, las autoridades reguladoras, los gestores de red de transporte y los gestores de red de distribución y los usuarios y consumidores de la red, podrán proponer a la ACER proyectos de modificación de dicho código de red. La ACER también podrá proponer modificaciones por propia iniciativa.
3. La ACER podrá formular a la Comisión propuestas motivadas de modificación, con la explicación sobre la coherencia de las propuestas con los objetivos de los códigos de red establecidos en el artículo 59, apartado 3 del presente Reglamento. Si considera admisible una propuesta de modificación y cuando proponga modificaciones a su propia iniciativa, la ACER consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2019/942.

*Artículo 61***Directrices**

1. La Comisión está facultada para adoptar directrices vinculantes en los ámbitos que se enumeran en el presente artículo.
2. La Comisión está facultada para adoptar directrices en los ámbitos en los que tales actos podrían también desarrollarse según el procedimiento relativo a los códigos de red del artículo 59, apartados 1 y 2. Dichas directrices se adoptarán mediante actos delegados o actos de ejecución, en función de la correspondiente delegación de competencias prevista en el presente Reglamento.
3. La Comisión está facultada para adoptar como actos delegados de conformidad con el artículo 68 que completen el presente Reglamento estableciendo directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte. Esas directrices especificarán, de conformidad con los principios establecidos en los artículos 18 y 49:
 - a) información detallada sobre el procedimiento para la determinación de los gestores de redes de transporte que deben abonar compensaciones por flujos transfronterizos, incluida la relativa a la separación entre los gestores de las redes de transporte nacionales de las que los flujos transfronterizos proceden y de las redes donde estos flujos terminan, de conformidad con el artículo 49, apartado 2;
 - b) información detallada sobre el procedimiento de pago que debe seguirse, incluida la determinación del primer período de tiempo por el que deben pagarse compensaciones, de conformidad con el artículo 49, apartado 3, párrafo segundo;
 - c) información detallada sobre el método para establecer el volumen de flujos transfronterizos acogidos para los que vaya a pagarse una compensación con arreglo al artículo 49, tanto en términos de cantidad como de tipos de los flujos, e indicación de las magnitudes de dichos flujos con origen o destino final en redes de transporte de los Estados miembros, de conformidad con el artículo 49, apartado 5;
 - d) información detallada sobre el método para establecer los costes y los beneficios debidos a la acogida de flujos transfronterizos, de conformidad con el artículo 49, apartado 6;
 - e) información detallada sobre el tratamiento aplicado a los flujos con origen o destino en países que no pertenecen al Espacio Económico Europeo en el marco del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte; y
 - f) modalidades para la participación de las redes nacionales que están interconectadas mediante líneas de corriente continua, de conformidad con el artículo 49.
4. En caso necesario, la Comisión podrá adoptar actos de ejecución que establezcan las directrices sobre el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento. Dichas directrices podrán especificar lo siguiente:
 - a) las normas sobre el comercio de electricidad, de manera detallada, en aplicación del artículo 6 de la Directiva (UE) 2019/944 y de los artículos 5 a 10, 13 a 17, 35, 36 y 37 del presente Reglamento;
 - b) las normas acerca de los incentivos a la inversión en capacidad de interconectores, de manera detallada, incluidas las señales de ubicación, en aplicación del artículo 19;

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 67, apartado 2.

5. La Comisión podrá adoptar actos de ejecución que establezcan orientaciones sobre la coordinación operativa entre los gestores de redes de transporte a escala de la Unión. Estas directrices serán coherentes con los códigos de red mencionados en el artículo 59 y se basarán en ellos y en las especificaciones adoptadas mencionadas en el artículo 30, apartado 1, letra i). Para adoptar esas orientaciones, la Comisión tendrá en cuenta los diferentes requisitos operativos regionales y nacionales.

Dichos actos de ejecución se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere en el artículo 67, apartado 2.

6. Cuando adopte o modifique las directrices, la Comisión consultará a la ACER, a la REGRT de Electricidad, a la entidad de los GRD de la UE y, si procede, a otras partes interesadas.

Artículo 62

Derecho de los Estados miembros a establecer medidas más detalladas

El presente Reglamento se entenderá sin perjuicio de los derechos de los Estados miembros a mantener o introducir medidas que incluyan disposiciones más detalladas que las contenidas en él, en las directrices a que se refiere el artículo 61 o en los códigos de red contemplados en el artículo 59, siempre y cuando tales medidas sean compatibles con el Derecho de la Unión.

CAPÍTULO VIII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 63

Nuevos interconectores

1. Previa solicitud en tal sentido, los nuevos interconectores directos de corriente continua podrán quedar exentos, durante un período de tiempo limitado, de lo dispuesto en el artículo 19, apartado 2, del presente Reglamento y en los artículos 6 y 43, el artículo 59, apartado 7, y el artículo 60, apartado 1, de la Directiva (UE) 2019/944 siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) la inversión deberá impulsar la competencia en el suministro eléctrico;
- b) el nivel de riesgo vinculado a la inversión será tal que la inversión solo se efectuaría en caso de concederse la exención;
- c) el propietario del interconector deberá ser una persona física o jurídica independiente, al menos en su forma jurídica, de los gestores de las redes en cuyos sistemas vaya a construirse el interconector;
- d) se cobrarán cánones a los usuarios de dicho interconector;
- e) desde la apertura parcial del mercado a que se refiere el artículo 19 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁴⁾, no deberá haberse efectuado recuperación alguna del capital ni de los costes de funcionamiento de dicho interconector por medio de cualquier componente de los cánones de utilización de los sistemas de transporte o distribución conectados por el interconector, y
- f) la exención no perjudicaría a la competencia ni al funcionamiento eficaz del mercado interior de electricidad, ni al funcionamiento eficiente de la red regulada a la que está vinculado el interconector.

2. El apartado 1 se aplicará igualmente, en casos excepcionales, a los interconectores de corriente alterna, siempre que los costes y riesgos de la inversión en cuestión sean particularmente altos en relación con los costes y riesgos contraídos normalmente cuando se conectan dos redes nacionales de transporte próximas, mediante un interconector de corriente alterna.

3. Lo dispuesto en el apartado 1 se aplicará asimismo a los aumentos significativos de capacidad de los interconectores existentes.

⁽²⁴⁾ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (DO L 27 de 30.1.1997, p. 20).

4. Las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados decidirán, en función de cada caso particular, sobre las exenciones previstas en los apartados 1, 2 y 3. Una exención podrá cubrir toda la capacidad del nuevo interconector o del interconector ya existente cuya capacidad se aumenta significativamente, o bien una parte de esta.

En el plazo de dos meses a partir de la recepción de la solicitud de exención por la última de las autoridades reguladoras pertinentes, la ACER podrá presentar a dichas autoridades reguladoras un dictamen. Las autoridades reguladoras podrán basar su decisión en dicho dictamen.

Al decidir conceder una exención, las autoridades reguladoras tendrán en consideración caso por caso la necesidad de imponer condiciones en relación con la duración de la exención y el acceso no discriminatorio al interconector. Al decidir sobre esas condiciones, las autoridades reguladoras tendrán en cuenta, en particular, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las circunstancias nacionales.

Antes de conceder una exención, las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados decidirán las normas y mecanismos para la gestión y la asignación de capacidad. Dichas normas de gestión de la congestión incluirán la obligación de ofrecer la capacidad no utilizada en el mercado, y los usuarios de la instalación tendrán derecho a intercambiar sus capacidades contratadas en el mercado secundario. En la evaluación de los criterios mencionados en el apartado 1, letras a), b) y f), se tendrán en cuenta los resultados del procedimiento de asignación de capacidad.

Si todas las autoridades reguladoras afectadas alcanzan un acuerdo sobre la decisión de exención en el plazo de seis meses a partir de la recepción de dichas solicitudes, informarán a la ACER de esa decisión.

La decisión de exención, acompañada de las posibles condiciones mencionadas en el párrafo tercero, se motivará debidamente y se publicará.

5. La ACER adoptará la decisión a que se refiere el apartado 4:

- a) cuando las autoridades reguladoras afectadas no hayan podido llegar a un acuerdo en un plazo de seis meses desde la fecha en que se solicitó la exención a la última de estas autoridades reguladoras, o
- b) previa solicitud conjunta de las autoridades reguladoras afectadas.

Antes de adoptar tal decisión, la ACER consultará a las autoridades reguladoras afectadas y a los solicitantes.

6. No obstante lo dispuesto en los apartados 4 y 5, los Estados miembros podrán disponer que la autoridad reguladora o la ACER, según los casos, eleve al organismo competente del Estado miembro correspondiente, para que este adopte una decisión formal, su dictamen sobre la solicitud de exención. Este dictamen se publicará junto con la decisión.

7. Las autoridades reguladoras remitirán a la Comisión y a la ACER sin demora una copia de cada solicitud de exención tan pronto se reciba. Las autoridades reguladoras afectadas o la ACER (los órganos notificantes) notificarán sin demora a la Comisión la decisión de exención, junto con toda la información pertinente relacionada con la misma. Esta información podrá remitirse a la Comisión de forma agregada, de manera que la Comisión pueda pronunciarse con conocimiento de causa. En particular, la información contendrá los siguientes elementos:

- a) las razones detalladas por las cuales la ACER ha concedido o denegado la exención, incluida la información financiera que justifica la necesidad de la misma;
- b) el análisis realizado acerca de las repercusiones que la concesión de la exención tiene en la competencia y en el funcionamiento eficaz del mercado interior de la electricidad;
- c) los motivos por los cuales se concede la exención para el período de tiempo y la parte de la capacidad total del interconector correspondiente, y
- d) los resultados de la consulta con las autoridades reguladoras correspondientes.

8. En un plazo de cincuenta días hábiles a partir de la recepción de la notificación contemplada en el apartado 7, la Comisión podrá tomar una decisión en la que solicite a los órganos notificantes que modifiquen o revoquen la decisión de conceder una exención. Dicho plazo podrá prorrogarse en otros cincuenta días hábiles si la Comisión solicita información adicional. El plazo adicional comenzará a contar a partir del día siguiente a la recepción de la información adicional completa. El plazo podrá prorrogarse también con el consentimiento tanto de la Comisión como de los órganos notificantes.

La notificación se considerará retirada cuando la información solicitada no se facilite en el plazo establecido en la solicitud, salvo que, antes de la expiración del plazo, este se haya prorrogado con el consentimiento tanto de la Comisión como de los órganos notificantes, o bien los órganos notificantes comuniquen a la Comisión, mediante una declaración debidamente motivada, que consideran que la notificación está completa.

Los órganos notificantes darán cumplimiento a la decisión de la Comisión por la que deba modificarse o revocarse la decisión de exención, en un plazo de un mes a partir de la recepción e informarán a la Comisión al respecto.

La Comisión protegerá la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

La aprobación por la Comisión de una decisión de exención dejará de surtir efecto a los dos años de su adopción si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción del interconector, y a los cinco años si, para entonces, el interconector todavía no estuviera operativo, a menos que la Comisión decida, sobre la base de una solicitud motivada de los órganos notificantes, que los retrasos están motivados por obstáculos importantes que escapan al control de la persona a la que se concedió la exención.

9. Si las autoridades reguladoras de los Estados miembros en cuestión deciden modificar una decisión de exención, notificarán su decisión sin demora a la Comisión, junto con toda la información pertinente relacionada con ella. Los apartados 1 a 8 se aplicarán a la decisión de modificar una decisión de exención, teniendo en cuenta las particularidades de la exención existente.

10. La Comisión, previa solicitud o por iniciativa propia, podrá reabrir el procedimiento relativo a una solicitud de exención cuando:

- a) considerando debidamente las expectativas legítimas de las partes y el equilibrio económico logrado en la decisión de exención original, se ha producido un cambio significativo en alguno de los hechos en que se basó la decisión;
- b) las empresas afectadas actúan de manera contraria a sus compromisos; o
- c) la decisión se basó en informaciones incompletas, inexactas o engañosas facilitadas por las partes.

11. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 68 que completen el presente Reglamento especificando las directrices para la aplicación de las condiciones indicadas en el apartado 1 del presente artículo y estableciendo el procedimiento que ha de seguirse para la aplicación de los apartados 4 y 7a 10 del presente artículo.

Artículo 64

Excepciones

1. Los Estados miembros podrán solicitar exenciones a las disposiciones pertinentes de los artículos 3 y 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 8, apartados 1 y 4, los artículos 9, 10 y 11, los artículos 14 a 17, los artículos 19 a 27, los artículos 35 a 47 y el artículo 51 siempre que:

- a) el Estado miembro pueda demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas y conectadas.
- b) para las regiones ultraperiféricas, en el sentido del artículo 349 del TFUE, que no puedan estar interconectadas con el mercado de la Unión de la energía por razones físicas evidentes.

En la situación mencionada en la letra a) del párrafo primero la exención estará limitada en el tiempo y estará sujeta a condiciones destinadas a aumentar la competencia y la integración en el mercado interior de la electricidad.

En la situación mencionada en la letra b) del párrafo primero, la excepción no estará limitada en el tiempo.

La Comisión informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, respetando la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Una exención concedida en virtud del presente artículo, tendrá como objetivo garantizar que no se obstaculice la transición a las energías renovables, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda.

En su decisión de conceder una exención, la Comisión establecerá en qué medida la excepción deberá tener en cuenta la aplicación de códigos de red y directrices.

2. Los artículos 3, 5 y 6, el artículo 7, apartado 1, el artículo 7, apartado 2, letras c) y g), los artículos de 8 a 17, el artículo 18, apartados 5 y 6, los artículos 19 y 20, el artículo 21, apartados 1, 2 y 4a 8, el artículo 22, apartado 1, letra c), el artículo 22, apartado 2, letras b) y c) el artículo 22, apartado 2, último párrafo, los artículos 23 a 27, el artículo 34 apartados 1, 2 y 3, los artículos 35 a 47, el artículo 48, apartado 2, y los artículos 49 y 51 no se aplicarán a Chipre hasta que esté conectado a las redes de transporte de los otros Estados miembros mediante interconexiones.

Si la red de transporte de Chipre no está conectada a otras redes de transporte de los Estados miembros a través de las interconexiones para el 1 de enero de 2026, Chipre evaluará la necesidad de establecer una exención a dichas disposiciones y podrá presentar a la Comisión una solicitud para prorrogarla. La Comisión evaluará si la aplicación de las disposiciones puede causar problemas sustanciales para el funcionamiento de las redes eléctricas en Chipre o si se espera que su aplicación en Chipre aporte beneficios para el funcionamiento del mercado. Sobre la base de esa evaluación, la Comisión tomará una decisión motivada acerca de la prórroga total o parcial de la exención. La decisión se publicará en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

3. El presente Reglamento no afectará a la aplicación de las exenciones concedidas en virtud del artículo 66 de la Directiva (UE) 2019/944.

4. En relación con la consecución del objetivo de interconexión de 2030, tal como se establece en el Reglamento (UE) 2018/1999, se tendrá debidamente en cuenta la interconexión eléctrica entre Malta e Italia.

Artículo 65

Suministro de información y confidencialidad

1. Los Estados miembros y las autoridades reguladoras proporcionarán a la Comisión, cuando esta lo solicite, toda la información necesaria a efectos de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento.

La Comisión fijará un plazo razonable para que se facilite la información, teniendo en cuenta la complejidad de la información necesaria y la urgencia que revista su obtención.

2. Cuando el Estado miembro o la autoridad reguladora de que se trate no faciliten la información a la que se refiere el apartado 1 en el plazo fijado con arreglo al apartado 1, la Comisión podrá obtener toda la información necesaria a efectos de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento directamente de las empresas en cuestión.

Cuando la Comisión envíe una solicitud de información a una empresa, enviará simultáneamente una copia de la misma a las autoridades reguladoras del Estado miembro en el que esté ubicada la sede de la empresa.

3. En su solicitud de información con arreglo al apartado 1, la Comisión indicará la base jurídica, el plazo en el cual deberá facilitarse la información y el objeto de la misma, así como las sanciones previstas en el artículo 66, apartado 2, para el caso en que se le proporcione información inexacta, incompleta o engañosa.

4. Estarán obligados a facilitar la información solicitada los propietarios de las empresas o sus representantes y, en el caso de personas jurídicas, las personas físicas encargadas de representarlas de acuerdo con la ley o con su escritura de constitución. En el caso de que abogados debidamente autorizados por sus clientes para representarles faciliten la información, los clientes serán plenamente responsables si la información facilitada es incompleta, inexacta o engañosa.

5. Si una empresa no facilitase la información requerida en el plazo fijado por la Comisión, o la proporcionase de manera incompleta, la Comisión podrá pedirla mediante decisión. En esta se precisará la información solicitada, se fijará un plazo apropiado en el que deberá facilitarse la información y se indicarán las sanciones previstas en el artículo 66, apartado 2. Además, se indicará el recurso que se puede interponer ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea contra la decisión.

La Comisión enviará simultáneamente una copia de su decisión a las autoridades reguladoras del Estado miembro en cuyo territorio resida la persona o esté situada la sede de la empresa.

6. La información contemplada en los apartados 1 y 2 se utilizará solo a efectos de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento.

La Comisión no podrá divulgar la información obtenida en virtud del presente Reglamento cuando la información esté protegida por la obligación del secreto profesional.

Artículo 66

Sanciones

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del presente artículo, los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicables en caso de incumplimiento del presente Reglamento, de los códigos de red adoptados en virtud del artículo 59 y de las directrices adoptadas en virtud del artículo 61 y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Tales sanciones serán efectivas, proporcionadas y disuasorias. Los Estados miembros deberán notificar sin demora a la Comisión dicho régimen y esas medidas y notificarle, sin demora, cualquier modificación posterior que les afecte.
2. La Comisión, mediante decisión, podrá imponer a las empresas multas de una cuantía no superior al 1 % del volumen de negocios del ejercicio anterior, cuando, estas, deliberadamente o por negligencia, faciliten información incorrecta, incompleta o engañosa en respuesta a una solicitud de información presentada en virtud del artículo 65, apartado 3, o no proporcionen la información en el plazo fijado por la decisión adoptada en virtud del párrafo primero del artículo 65, apartado 5. Al fijar la cuantía de la multa, la Comisión tendrá en cuenta la gravedad del incumplimiento de lo dispuesto en el apartado 1 del presente artículo.
3. El régimen de sanciones adoptado en virtud del apartado 1 y cualquier decisión adoptada en virtud del apartado 2 no podrán tener carácter penal.

Artículo 67

Procedimiento de Comité

1. La Comisión estará asistida por un Comité establecido por el artículo 68 de la Directiva (UE) 2019/944. Dicho comité será un comité en el sentido del Reglamento (UE) n.º 182/2011.
2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, se aplicará el artículo 5 del Reglamento (UE) n.º 182/2011.

Artículo 68

Ejercicio de la delegación

1. Se otorgan a la Comisión los poderes para adoptar actos delegados en las condiciones establecidas en el presente artículo.
2. Los poderes para adoptar los actos delegados mencionados en el artículo 34, apartado 3, artículo 49, apartado 4, artículo 59, apartado 2, artículo 61, apartado 2, y artículo 63, apartado 11, se otorgan a la Comisión hasta el 31 de diciembre de 2028. La Comisión elaborará un informe sobre la delegación de poderes a más tardar nueve meses antes de que finalice dicho período y, si procede, antes del final de periodos posteriores. La delegación de poderes se prorrogará tácitamente por períodos de ocho años, excepto si el Parlamento Europeo o el Consejo se oponen a dicha prórroga a más tardar tres meses antes del final de cada período.
3. El Parlamento Europeo o el Consejo podrán revocar en cualquier momento la delegación de poderes mencionada en el artículo 34, apartado 3, el artículo 49, apartado 4, el artículo 59, apartado 2, el artículo 61, apartado 2, y el artículo 63, apartado 11. La decisión de revocación pondrá término a la delegación de los poderes que en ella se especifiquen. La Decisión surtirá efecto al día siguiente de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea* o en una fecha posterior indicada en la misma. No afectará a la validez de los actos delegados que ya estén en vigor.
4. Antes de la adopción de un acto delegado, la Comisión consultará a los expertos designados por cada Estado miembro de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación.
5. Tan pronto como la Comisión adopte un acto delegado lo notificará simultáneamente al Parlamento Europeo y al Consejo.
6. Los actos delegados adoptados en virtud del artículo 34, apartado 3, el artículo 49, apartado 4, el artículo 59, apartado 2, el artículo 61, apartado 2, y el artículo 63, apartado 11, entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses desde su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ni el Parlamento Europeo ni el Consejo hayan formulado objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, tanto el uno como el otro informan a la Comisión de que no las formularán. El plazo se prorrogará dos meses a iniciativa del Parlamento Europeo o del Consejo.

*Artículo 69***Revisión e informes de la Comisión**

1. A más tardar el 1 de julio de 2025, la Comisión revisará los códigos de red y directrices existentes a fin de evaluar si, y en su caso, en qué medida, proponer su incorporación a los actos legislativos de la Unión relativos al mercado interior de la electricidad y si propone modificar los poderes para adoptar códigos de red y directrices establecidos en los artículos 59 y 61.

La Comisión presentará un informe detallado sobre su evaluación al Parlamento Europeo y al Consejo en la misma fecha

A más tardar el 31 de diciembre de 2026, la Comisión presentará, si procede, propuestas legislativas sobre la base de su evaluación.

2. A más tardar el 31 de diciembre de 2030, la Comisión revisará el presente Reglamento y presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo sobre la base de dicha revisión, acompañado, si procede, de una propuesta legislativa.

*Artículo 70***Derogación**

Queda derogado el Reglamento (CE) n.º 714/2009. Las referencias al Reglamento derogado se entenderán hechas al presente Reglamento con arreglo a la tabla de correspondencias que figura en el anexo III.

*Artículo 71***Entrada en vigor**

1. El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.
2. El presente Reglamento será aplicable a partir del 1 de enero de 2020.

No obstante lo dispuesto en el párrafo primero, los artículos 14 y 15, el artículo 22, apartado 4, el artículo 23, apartados 3 y 6, los artículos 35, 36 y 62 serán aplicables a partir del día de entrada en vigor del presente Reglamento. A efectos de la aplicación del artículo 14, apartado 7, y del artículo 15, apartado 2, el artículo 16 será de aplicación a partir de esa fecha.

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

Hecho en Bruselas, el 5 de junio de 2019.

Por el Parlamento Europeo

El Presidente

A. TAJANI

Por el Consejo

El Presidente

G. CIAMBA

ANEXO

TAREAS DE LOS CENTROS DE COORDINACIÓN REGIONALES

1. Cálculo coordinado de la capacidad
 - 1.1 Los centros de coordinación regionales llevarán a cabo un cálculo coordinado de la capacidad interzonal.
 - 1.2 El cálculo coordinado de la capacidad se realizará para los horizontes temporales diario e intradiario.
 - 1.3 El cálculo coordinado de la capacidad se realizará de acuerdo con los métodos elaborados con arreglo a la Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
 - 1.4 Este cálculo se efectuará conforme a un modelo de red común de acuerdo con el punto 3.
 - 1.5 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 de coordinación regionales llevarán a cabo un análisis coordinado de la seguridad a fin de garantizar una operación segura del sistema.
 - 2.2 El análisis de la seguridad deberá realizarse respecto de todos los horizontes temporales de la programación de la operación, entre los horizontes temporales anual e intradiario, utilizando los modelos de red comunes.
 - 2.3 El análisis coordinado de la seguridad deberá realizarse de acuerdo con los métodos elaborados en virtud de la directriz sobre la gestión de la red aprobados sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
 - 2.4 Los centros de coordinación 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.
 - 2.5 Cuando en un análisis coordinado de la seguridad un centro de coordinación regional de seguridad detecte una posible limitación, deberá establecer medidas correctoras que maximicen la eficacia y la eficiencia económica.
3. Creación de modelos de red comunes
 - 3.1 Los centros de coordinación regionales establecerán procedimientos eficientes para la creación de un modelo de red común para cada horizonte temporal de la programación de la operación entre los horizontes temporales anual e intradiario.
 - 3.2 Los gestores de redes de transporte designarán un centro de coordinación regionales para construir los modelos de red comunes a escala de la Unión.
 - 3.3 Los modelos de red comunes se realizarán de acuerdo con los métodos elaborados con arreglo a la directriz sobre la gestión de la red y las directrices sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión adoptadas sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
 - 3.4 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 entre los horizontes temporales anual e intradiario.
 - 3.5 Los modelos de red común deberán ponerse a disposición de todos los centros de coordinación regionales, los gestores de redes de transporte, la REGRT de Electricidad y, cuando así lo solicite de la ACER.
4. Apoyo a los planes de defensa y de reposición de servicio de los gestores de redes de transporte con respecto a la evaluación de la compatibilidad
 - 4.1 Los centros de coordinación regionales apoyarán a los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema a la hora de llevar a cabo la evaluación de la compatibilidad de los planes de defensa y de reposición de servicio de los gestores de redes de transporte con arreglo a los procedimientos establecidos en el código de red relativo a emergencia y reposición del servicio aprobado de conformidad con el artículo 6, apartado 11, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

- 4.2 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.
- 4.3 Al prestar apoyo a los gestores de redes de transporte, el centro de coordinación regional deberá:
 - a) detectar posibles incompatibilidades;
 - b) proponer medidas de mitigación.
- 4.4 Los gestores de redes de transporte deberán evaluar y tener en cuenta las medidas de mitigación propuestas.
5. Apoyo a la coordinación y optimización de la recuperación regional
 - 5.1 Cada centro de coordinación regionales apoyará a los gestores de red de transportes designados como coordinadores de frecuencia y coordinadores de resincronización en virtud del código de red relativo a emergencia y reposición del servicio aprobado de conformidad con el artículo 6, apartado 11, del Reglamento (CE) n.º 714/2009 para mejorar la eficiencia y la eficacia de la reposición del sistema. Los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema determinarán el papel del centro de coordinación regional en relación con el apoyo a la coordinación y la optimización de la recuperación regional.
 - 5.2 Los gestores de redes de transporte podrán pedir asistencia a centros de coordinación regionales si su sistema se encuentra en estado de corte de suministro eléctrico o reposición.
 - 5.3 Los centros de coordinación regionales estarán equipados con sistemas de supervisión y adquisición de datos casi en tiempo real con la observabilidad determinada aplicando el umbral que se contempla en el punto 4.2.
6. Análisis e informes tras la operación y a raíz de perturbaciones
 - 6.1 Los centros de coordinación regionales efectuarán una investigación y elaborarán un informe sobre cualquier incidente por encima del umbral a que se refiere el punto 4.2. Las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema y la ACER podrán intervenir en la investigación si así lo solicitan. El informe contendrá recomendaciones destinadas a prevenir incidentes similares en el futuro.
 - 6.2 Los centros de coordinación regionales publicarán dicho informe. La ACER podrá formular recomendaciones destinadas a prevenir incidentes similares en el futuro.
7. Medición regional de la capacidad de reserva
 - 7.1 Los centros de coordinación 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, o ambos;
 - c) calcular el importe global de la capacidad de reserva necesaria para la región de operación del sistema;
 - d) determinar 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 de coordinación 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 o intradiario, o ambos;

- 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 de coordinación 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 o intradiario, o ambos;
 - b) tener en cuenta posibles sustituciones entre distintos tipos de capacidades de reserva con objeto de reducir los costes de contratación.
9. Análisis regionales de cobertura del sistema con entre una semana y al menos un día de antelación y preparación de medidas de reducción de riesgos
- 9.1 Los centros de coordinación regionales efectuarán análisis regionales de cobertura con entre una semana y al menos un día de antelación, de conformidad con los procedimientos establecidos en el Reglamento (UE) 2017/1485 y a partir de la metodología elaborada con arreglo al artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/941.
- 9.2 Los centros de coordinación regionales basarán sus análisis regionales de cobertura a corto plazo 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 cobertura en cualquiera de las áreas de control o a nivel regional. Los centros de coordinación 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 un análisis regional de cobertura del sistema, cada centro de coordinación regional se coordinará con otros centros de coordinación regionales para:
- a) verificar las hipótesis subyacentes y las previsiones;
 - b) detectar posibles situaciones de falta de cobertura entre las distintas regiones.
- 9.4 Cada centro de coordinación regional deberá presentar los resultados de los análisis regionales de cobertura de la red junto con las medidas que proponga para reducir los riesgos de falta de cobertura a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema y a los demás centros de coordinación regionales.
10. Planificación regional ante interrupciones
- 10.1 Cada centro de coordinación regional llevará a cabo la coordinación regional de las interrupciones de conformidad con los procedimientos establecidos en la directriz sobre la gestión de la red aprobada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.º 714/2009, 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 de coordinación 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 de coordinación 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 planificación ante 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 mecanismos de compensación entre los gestores de redes de transporte
- 11.1 Los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema podrán decidir conjuntamente si recurren al apoyo del centro de coordinación regional 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 de coordinación regionales elaborarán y ejecutarán programas de formación y certificación centrados en la operación regional del sistema para el personal que trabaja de los centros de coordinación regionales.
 - 12.2 Los programas de formación deberán cubrir todos los componentes pertinentes de la operación del sistema en cuyo ámbito el centro de coordinación regional lleva a cabo tareas, en particular escenarios de crisis regional.
 13. Resumen de los escenarios de crisis de electricidad a nivel regional
 - 13.1 En caso de que la REGRT de Electricidad delegue esta función, los centros de coordinación regionales deberán identificar los escenarios regionales de crisis de electricidad con arreglo a los criterios del artículo 6, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/941.

La determinación de los escenarios regionales de crisis de electricidad se realizará de conformidad con la metodología establecida en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/941.
 - 13.2 Los centros de coordinación regionales apoyarán a las autoridades competentes de cada región de operación del sistema, previa petición de estas, en la preparación y realización de simulación de crisis bianuales, de conformidad con el artículo 12, apartado 3, del Reglamento (UE) 2019/941.
 14. Determinación de las necesidades de nuevas capacidades de intercambio de las interconexiones, con vistas a mejorar la capacidad de intercambio de las interconexiones existente o sus alternativas.
 - 14.1. Los centros de coordinación regionales apoyarán a los gestores de redes de transporte en la identificación de las necesidades de nuevas capacidades de intercambio de las interconexiones, con vistas a mejorar la capacidad de intercambio de las interconexiones existentes o sus alternativas, que deben presentarse a los grupos regionales establecidos con arreglo al Reglamento (UE) n.º 347/2013 e incluirse en el plan decenal de desarrollo de la red a que se refiere el artículo 51 de la Directiva (UE) 2019/944.
 15. Cálculo de la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior en mecanismos de capacidad
 - 15.1 Los centros de coordinación regionales prestarán apoyo a los gestores de redes de transporte a la hora de calcular la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior en mecanismos de capacidad teniendo en cuenta las expectativas de disponibilidad de interconexión y la posible coincidencia de estrés entre el sistema en el que se aplica el mecanismo y el sistema en el que está situada la capacidad exterior.
 - 15.2 El cálculo se realizará de conformidad con la metodología establecida en el artículo 26, apartado 11, letra a).
 - 15.3 Los centros de coordinación regionales facilitarán un cálculo para cada frontera entre zonas de oferta cubierta por la región de operación del sistema.
 16. Preparación de los análisis de cobertura estacionales
 - 16.1 En caso de que la REGRT de Electricidad delegue esta función con arreglo al artículo 9 del Reglamento (UE) 2019/941, los centros de coordinación regionales efectuarán análisis regionales de cobertura estacionales.
 - 16.2 La elaboración de los análisis de cobertura estacionales se efectuará a partir de la metodología desarrollada con arreglo al artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/941.
-

ANEXO II

REGLAMENTO DEROGADO CON LA LISTA DE SUS SUCESIVAS MODIFICACIONES

Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n.º 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 y (CE) n.º 715/2009 (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39)	Artículo 8, apartado 3, letra a) Artículo 8, apartado 10, letra a) Artículo 11 Artículo 18, apartado 4 bis Artículo 23, apartado 3
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)	Anexo I, puntos 5.5 a 5.9.

ANEXO III

TABLA DE CORRESPONDENCIAS

Reglamento (CE) n.º 714/2009	Presente Reglamento
—	Artículo 1, letra a)
—	Artículo 1, letra b)
Artículo 1, letra a)	Artículo 1, letra c)
Artículo 1, letra b)	Artículo 1, letra d)
Artículo 2, apartado 1	Artículo 2, apartado 1
Artículo 2, apartado 2, letra a)	Artículo 2, apartado 2
Artículo 2, apartado 2, letra b)	Artículo 2, apartado 3
Artículo 2, apartado 2, letra c)	Artículo 2, apartado 4
Artículo 2, apartado 2, letra d)	—
Artículo 2, apartado 2, letra e)	—
Artículo 2, apartado 2, letra f)	—
Artículo 2, apartado 2, letra g)	Artículo 2, apartado 5
—	Artículo 2, apartados 6 a 71
—	Artículo 3
—	Artículo 4
—	Artículo 5
—	Artículo 6
—	Artículo 7
—	Artículo 8
—	Artículo 9
—	Artículo 10
—	Artículo 11
—	Artículo 12
—	Artículo 13
—	Artículo 14
—	Artículo 15
Artículo 16, apartados 1 a 3	Artículo 16, apartados 1 a 4
—	Artículo 16, apartados 5 a 8
Artículo 16, apartados 4 a 5	Artículo 16, apartados 8 a 9
—	Artículo 14, apartados 12 y 130
—	Artículo 17
Artículo 14, apartado 1	Artículo 18, apartado 1
—	Artículo 18, apartado 2
Artículo 14, apartados 2 a 5	Artículo 18, apartados 3 a 6
—	Artículo 18, apartados 7 a 11
—	Artículo 19, apartado 1
Artículo 16, apartado 6	Artículo 19, apartados 2 y 3
—	Artículo 19, apartados 4 y 5
—	Artículo 20

Reglamento (CE) n.º 714/2009	Presente Reglamento
—	Artículo 21
—	Artículo 22
Artículo 8, apartado 4	Artículo 23, apartado 1
—	Artículo 23, apartados 2 a 7
—	Artículo 25
—	Artículo 26
—	Artículo 27
Artículo 4	Artículo 28, apartado 1
—	Artículo 28, apartado 2
Artículo 5	Artículo 29, apartados 1 a 4
—	Artículo 29, apartado 5
Artículo 8, apartado 2, primera frase	Artículo 30, apartado 1, letra a)
Artículo 8, apartado 3, letra b)	Artículo 30, apartado 1, letra b)
—	Artículo 30, apartado 1, letra c)
Artículo 8, apartado 3, letra c)	Artículo 30, apartado 1, letra d)
—	Artículo 30, apartado 1, letras e) y f)
—	Artículo 30, apartado 1, letras g) y h)
Artículo 8, apartado 3, letra a)	Artículo 30, apartado 1, letra i)
Artículo 8, apartado 3, letra d)	Artículo 30, apartado 1, letra j)
—	Artículo 30, apartado 1, letra k)
Artículo 8, apartado 3, letra e)	Artículo 30, apartado 1, letra l)
—	Artículo 30, apartado 1, letras m) a o)
—	Artículo 30, apartados 2 y 3
Artículo 8, apartado 5	Artículo 30, apartado 4
Artículo 8, apartado 9	Artículo 30, apartado 5
Artículo 10	Artículo 31
Artículo 9	Artículo 32
Artículo 11	Artículo 33
Artículo 12	Artículo 34
—	Artículo 35
—	Artículo 36
—	Artículo 37
—	Artículo 38
—	Artículo 39
—	Artículo 40
—	Artículo 41
—	Artículo 42
—	Artículo 43
—	Artículo 44
—	Artículo 45
—	Artículo 46
—	Artículo 47
Artículo 8, apartado 10	Artículo 48

Reglamento (CE) n.º 714/2009	Presente Reglamento
Artículo 13	Artículo 49
Artículo 2, apartado 2, último párrafo	Artículo 49, apartado 7
Artículo 15	Artículo 50, apartados 1 a 6
Anexo I, punto 5.10	Artículo 50, apartado 7
Artículo 3	Artículo 51
—	Artículo 52
—	Artículo 53
—	Artículo 54
—	Artículo 55
—	Artículo 56
—	Artículo 57
—	Artículo 58
Artículo 8, apartado 6	Artículo 59, apartado 1, letras a), b) y c)
—	Artículo 59, apartado 1, letras d) y e)
—	Artículo 59, apartado 2
Artículo 6, apartado 1	Artículo 59, apartado 3
Artículo 6, apartado 2	Artículo 59, apartado 4
Artículo 6, apartado 3	Artículo 59, apartado 5
—	Artículo 59, apartado 6
Artículo 6, apartado 4	Artículo 59, apartado 7
Artículo 6, apartado 5	Artículo 59, apartado 8
Artículo 6, apartado 6	Artículo 59, apartado 9
Artículo 8, apartado 1	Artículo 59, apartado 10
Artículo 6, apartado 7	—
Artículo 6, apartado 8	—
Artículo 6, apartados 9 y 10	Artículo 59, apartados 11 y 12
Artículo 6, apartado 11	Artículo 59, apartados 13 y 14
Artículo 6, apartado 12	Artículo 59, apartado 15
Artículo 8, apartado 2	Artículo 59, apartado 15
—	Artículo 60, apartado 1
Artículo 7, apartado 1	Artículo 60, apartado 2
Artículo 7, apartado 2	Artículo 60, apartado 3
Artículo 7, apartado 3	—
Artículo 7, apartado 4	—
—	Artículo 61, apartado 1
—	Artículo 61, apartado 2
Artículo 18, apartado 1	Artículo 61, apartado 3
Artículo 18, apartado 2	—
Artículo 18, apartado 3	Artículo 61, apartado 4
Artículo 18, apartado 4	—
Artículo 18, apartado 4 bis	Artículo 61, apartado 5
Artículo 18, apartado 5	Artículo 61, apartados 5 y 6
Artículo 19	—

Reglamento (CE) n.º 714/2009	Presente Reglamento
Artículo 21	Artículo 62
Artículo 17	Artículo 63
—	Artículo 64
Artículo 20	Artículo 65
Artículo 22	Artículo 66
Artículo 23	Artículo 67
Artículo 24	—
—	Artículo 68
—	Artículo 69
Artículo 25	Artículo 70
Artículo 26	Artículo 71