

PROPUESTA DE CIRCULAR X/2019, DE XXX DE XXX, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS METODOLOGÍAS QUE REGULAN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y LA GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Desde el año 1999 se ha ido implantando gradualmente en toda la Unión Europea el mercado interior de la electricidad. Dicho mercado interior tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, un aumento de la calidad del servicio y una mayor competitividad, y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad.

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y, posteriormente, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que sustituye a la anterior, sentaron las bases para la creación del mercado interior de la electricidad. En particular, esta última directiva estableció que la regulación de las interconexiones y los intercambios de energías de balance debía ser fijada por las autoridades reguladoras, de acuerdo con unos criterios que persiguieran un buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, estableció las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y, en particular, reguló los procedimientos empleados para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones entre países de la Unión Europea, previendo la coordinación de los mecanismos de asignación entre los Sistemas que unen las interconexiones y permitiendo a los Estados miembros establecer una regulación más detallada de la contenida en el mismo.

La Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Con carácter posterior a la publicación de dicha circular, se han aprobado una serie de Reglamentos denominados “Códigos de red” o “Directrices”, comunes a todos los gestores de redes de transporte, que establecen directrices sobre las materias previstas en el Reglamento (EU) 714/2009.

Entre otros, en orden de aprobación, cabe destacar el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM), el 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 (FCA), el 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 (SOGL), el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EBGL) y el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (NCER):

- El CACM regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad dentro de la Unión Europea en los mercados diarios e intradiarios europeos. Así, el mercado diario está basado en un acoplamiento de mercados en el que las ofertas se casan a la vez que se asigna la capacidad de intercambio en las distintas zonas de ofertas. El mercado intradiario se diseña como un Mercado Intradiario Continuo con posibilidad de incorporar subastas.
- El FCA fija el marco general para el cálculo y la asignación a largo plazo de la capacidad de las interconexiones comunitarias, así como para la creación de la plataforma única europea de subastas para la asignación de los derechos de capacidad a largo plazo.
- El SOGL establece las directrices para preservar la seguridad de la operación, la calidad de la frecuencia y el uso eficiente del sistema y los recursos interconectados.
- El EBGL establece el marco normativo europeo para el desarrollo, implantación y operación de los mercados de balance en el Mercado Interior de electricidad europeo. La EBGL prevé así, un cronograma de implantación de plataformas europeas para el intercambio de servicios de balance y un marco para la armonización de los distintos mercados de balance a nivel europeo (contratación y liquidación de reservas para la contención de la frecuencia, reservas para la recuperación de la frecuencia y reservas de sustitución), así como una metodología común para la activación de reservas para la recuperación de la frecuencia y de reservas de sustitución, a través de principios y normas comunes.

- El NCER indica cómo se ha de realizar la gestión por parte de los operadores del sistema de los estados de emergencia, así como la coordinación necesaria a nivel europeo, las simulaciones y pruebas y las herramientas y equipos necesarios para garantizar la reposición del sistema.

De acuerdo con lo previsto en dichos reglamentos, son competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los desarrollos que se derivan de los reglamentos de mercados (CACM, FCA, EBGL). A su vez, también corresponde a esta Comisión desarrollar aquellos aspectos del Reglamento de gestión de la red de transporte que implican coordinación para la operación del sistema (SOGL, NCER) con otras autoridades reguladoras nacionales europeas, así como aspectos cuyo desarrollo y aprobación por las autoridades reguladoras nacionales están previstos en la normativa comunitaria.

Asimismo, resulta relevante en el marco de la supervisión de estos mercados, el Reglamento (UE) 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, cuyo objeto es prohibir prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de energía.

La aplicación de estos reglamentos conlleva un considerable incremento en el grado de cooperación entre los distintos actores del ámbito eléctrico europeo, especialmente para las autoridades reguladoras nacionales y los operadores de los sistemas y de los mercados, con objeto de facilitar la armonización de las normas vigentes sobre asignación de capacidad, gestión de congestiones e intercambios de electricidad (en los horizontes de largo plazo, diario, intradiario, balance y tiempo real). La aplicación de sus disposiciones requiere, por ejemplo, el diseño, desarrollo y adopción de distintas metodologías armonizadas y plataformas de negociación comunes, a propuesta de los operadores y, previa consulta a los interesados y aprobación por parte de las autoridades reguladoras pertinentes. Tanto las propuestas derivadas de estos reglamentos como su aprobación se llevan a cabo de forma coordinada en todo el ámbito de aplicación, que puede ser nacional, regional (cuando afecta a varios países) e incluso europeo, en función del número de países afectados por la regulación.

Así, cabe citar propuestas que se aprueban por el regulador nacional como, por ejemplo, las condiciones de balance, otras que se aprueban por los reguladores de una región, como, por ejemplo, la metodología de cálculo de capacidad que afecta a la región Suroeste (Portugal-España-Francia), y otras que son aprobadas por todos los reguladores europeos, como el algoritmo de acoplamiento del mercado diario.

El modelo en el que se basa la elaboración de las metodologías y condiciones contempladas en los mencionados reglamentos europeos, que implica la

recepción, por parte de los reguladores, de propuestas preparadas por los operadores implicados, con su posterior análisis y aprobación o solicitud de enmiendas, se ha demostrado como una herramienta ágil y fiable a la hora del desarrollo y modificación de regulación de detalle a nivel europeo, incrementando la oportunidad de participación de los sujetos desde las primeras fases del desarrollo, lo que se estima positivo en materias que, como estas, tienen un contenido eminentemente técnico. Este modelo se empleará también con respecto a las reglas o condiciones de mercado de aplicación nacional. Esto facilita un proceso de aprobación de la normativa más transparente para los sujetos, manteniendo los niveles requeridos de rigor técnico, objetividad y no discriminación.

Asimismo, en junio de 2019, la Unión Europea ha completado la revisión del marco normativo de su política energética, a través del denominado paquete normativo de Energía Limpia para todos los europeos, estableciendo las condiciones para la transición hacia una energía limpia, con el fin de alcanzar los compromisos asumidos en virtud del Acuerdo de París adoptado el 12 de diciembre de 2015. En particular, cabe destacar el Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva 2019/944, 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, cuyo objetivo es conseguir un mercado de la electricidad europeo más competitivo y más flexible que facilite la participación de las energías renovables y la demanda. El Reglamento 2019/943 aborda una revisión del anterior Reglamento 714/2009 y la Directiva 2019/944, y una revisión de la anterior Directiva 2009/72, tratando de eliminar, en ambos casos, los obstáculos detectados para la realización del mercado interior de la electricidad.

Por otra parte, el 11 de enero de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, donde se establecen las competencias de la CNMC en el ámbito, entre otros, de los mercados organizados de electricidad. En particular, destaca el apartado 38 del artículo 7 introducido en la Ley 3/2013, de 4 de junio, que atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

La toma en consideración de estos reglamentos anteriormente mencionados, así como la asunción de competencias derivadas del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, hacen necesaria la revisión de la Circular 2/2014, de 12 de marzo.

Por último, la gestión de las interconexiones no comunitarias -interconexiones de España con Marruecos y con Andorra-, queda fuera del ámbito de los reglamentos europeos citados anteriormente. No obstante, se considera conveniente incluir aquí la regulación particular de estas interconexiones a fin de recoger en una única regulación todos los intercambios transfronterizos que se realizan en España. El mecanismo recogido en esta Circular para estos casos irá evolucionando en la medida en que se desarrollen mercados en competencia en esos sistemas, o bien se alcancen acuerdos específicos de cooperación con estos países, asegurando siempre la coherencia con el modelo europeo.

Para el caso de la interconexión España-Andorra, Andorra tiene un sistema con un único comprador, considerándose la zona de precio integrada en la zona española a los efectos de gestión de la interconexión.

Con respecto a Marruecos, el mecanismo previsto para la gestión de la interconexión se basa en la asignación de la oferta marroquí mediante el algoritmo de casación europeo, respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado, en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 1 letras b) y c) y 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previos los trámites de audiencia y de informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión del día **XXX de XXX**, ha acordado emitir la presente Circular:

CAPÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto de la circular.

Constituye el objeto de la presente Circular establecer el marco regulatorio relativo a los siguientes aspectos:

1. Al mercado mayorista de electricidad, definido éste como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos éstos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

2. A la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países en los diferentes horizontes de negociación.
3. A los aspectos técnicos de la operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el 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.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

Esta Circular será de aplicación a los siguientes sujetos:

1. A los participantes en el mercado, entendidos como aquellos productores, comercializadores, consumidores, o sus correspondientes representantes, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
2. Al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en el ámbito de sus competencias.
3. A los gestores de la red de distribución.

Artículo 3. Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otros organismos.

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las actuaciones que resulten precisas, en coordinación y cooperación con otras autoridades reguladoras nacionales, con la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía y con el Consejo de Reguladores del MIBEL, para la consecución del adecuado funcionamiento y supervisión de los criterios y mecanismos previstos en esta Circular.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica participará en los términos previstos en el artículo 22.2 de esta Circular en la elaboración de las metodologías, condiciones y reglas que sean aprobadas en desarrollo de esta Circular, en particular, cuando resulten afectados los objetivos de penetración de energías renovables, la eficiencia energética y la seguridad de suministro.

Artículo 4. Funciones de Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

1. Los Operadores del Mercado y del Sistema deberán elaborar las propuestas de modificación necesarias para el desarrollo de la regulación europea, tal y como se establece en el Capítulo X de la presente Circular. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.
2. Los Operadores publicarán de manera actualizada en sus respectivas páginas webs las metodologías, las condiciones, reglas y procedimientos que se adopten en el marco de esta Circular, tanto si su alcance es europeo, como regional o nacional. Asimismo, establecerán un mecanismo por el cual permitirán a los participantes en el mercado ser debidamente informados del estado de las propuestas desde el inicio de su tramitación.
3. Tanto el Operador del Sistema como el Operador del Mercado deberán establecer y mantener procedimientos efectivos enfocados a detectar posibles incumplimientos del Reglamento (UE) 1227/2011, así como cualquier otro comportamiento anómalo que realicen los participantes en los mercados que tales Operadores gestionan. Estos Operadores deberán remitir las posibles sospechas lo antes posible, tras su detección, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su valoración.
4. Los costes en los que incurran el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, derivados del diseño, desarrollo, implantación, actualización y gestión de los mecanismos previstos en esta Circular, serán tenidos en cuenta en la metodología de retribución de estos Operadores a la que hace referencia el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siendo reconocidos siempre que sean considerados razonables, eficaces y proporcionados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO II. GESTIÓN DE LAS CONGESTIONES EN EL LARGO PLAZO PARA LAS INTERCONEXIONES DE ESPAÑA - FRANCIA Y ESPAÑA - PORTUGAL

Artículo 5. Asignación de la capacidad en las interconexiones en el largo plazo.

En el horizonte de largo plazo, la asignación de capacidad y la resolución de congestiones en las interconexiones España-Francia y España-Portugal se realizará a través de la asignación de derechos de capacidad mediante subastas explícitas, de acuerdo con la metodología y en la plataforma única previstas en el 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.

Artículo 6. Mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo.

El mecanismo de subastas explícitas seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de las interconexiones, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento (UE) 2016/1719, en coordinación con los operadores del sistema portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South West Europe -SWE) definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. El Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de la capacidad de intercambio prevista en el artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, así como las metodologías aprobadas por todos los reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 17 y 18 de dicho Reglamento.
2. La distribución de la capacidad de intercambio entre los diferentes procesos y entre los distintos ámbitos temporales de largo plazo, se realizará de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/1719, evitando que la asignación total de capacidad dé lugar a un saldo neto de programas de intercambio que supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo de energía en la interconexión y período de programación.
3. El tipo de derecho de largo plazo, los horizontes temporales y la forma del producto ofrecido en cada interconexión serán los contemplados en el diseño regional de los derechos de capacidad de largo plazo, previsto en el artículo 31 del Reglamento (UE) 2016/1719.

4. Las subastas explícitas se ejecutarán de acuerdo con lo previsto en las reglas europeas armonizadas de asignación de capacidad de largo plazo (Reglas HAR- Harmonized Allocation Rules) previstas en el artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719 y, si fuera también de aplicación, en el anexo correspondiente a la región SWE. Dichas subastas tendrán lugar en la plataforma única europea (Single Allocation Platform (SAP)) prevista en el artículo 48 de dicho Reglamento. El reparto de costes derivados del establecimiento, desarrollo y operación de la plataforma se establecerá de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 59 del mencionado reglamento.
5. El Operador del Sistema podrá reducir los derechos de transmisión a largo plazo para garantizar que el funcionamiento se mantenga dentro de los límites de seguridad operativa antes del plazo de firmeza diario, compensando a los titulares de los mismos según el artículo 53 del Reglamento (UE) 2016/1719.
6. En caso de imposibilidad de aplicar las reglas anteriores, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 42 del Reglamento (UE) 2016/1719.
7. Los ingresos procedentes de estas subastas correspondientes a la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de “rentas de congestión”.
8. El Operador del Sistema aplicará la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas de las subastas de asignación de derechos de capacidad de largo plazo, prevista en el artículo 57 del Reglamento (UE) 2016/1719.

CAPÍTULO III. MERCADOS A PLAZO NO ORGANIZADOS

Artículo 7. Contratos bilaterales físicos.

1. Los participantes en el mercado mayorista de electricidad podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán cumplir con las obligaciones previstas para el resto de sujetos en las metodologías y condiciones a las que se refiere el artículo 22, para su participación en los mercados de producción de energía eléctrica.
2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afectada a dichas cantidades, habrán de ser comunicadas por las partes al Operador del Sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de

suministro y consumo, a efectos de su consideración en la operación del sistema.

CAPÍTULO IV. MERCADO DIARIO DE ELECTRICIDAD Y GESTIÓN DE LAS CONGESTIONES EN EL ÁMBITO DIARIO PARA LAS INTERCONEXIONES ESPAÑA-FRANCIA Y ESPAÑA-PORTUGAL

Artículo 8. Mercado diario.

1. El mercado diario es aquél en el que se establecen las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente para cada periodo de programación.
2. La utilización de la capacidad física para el día siguiente entre España y Francia y entre España y Portugal, una vez considerada la capacidad de largo plazo asignada y cuyo uso haya sido nominado, se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados diarios, según lo previsto en el capítulo 5 del Reglamento (UE) 2015/1222.
3. En caso de imposibilidad de aplicar el mecanismo de acoplamiento de mercados, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.
4. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de la capacidad en el mercado diario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de “rentas de congestión”.
5. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado diario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 9. Acoplamiento del mercado diario europeo.

El mecanismo de acoplamiento del mercado diario europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South-West Europe – SWE, de acuerdo con su artículo 15). Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado Reglamento, así como las metodologías de provisión de

datos de generación y consumo y del modelo de red común, aprobadas por todos los reguladores de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho Reglamento.

2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos francés y portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en cada una de las interconexiones, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.
3. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, en su caso, los derechos físicos de capacidad de las subastas explícitas cuyo uso se haya hecho efectivo, así como los contratos bilaterales existentes, para su consideración en el proceso de determinación de la capacidad de intercambio ofrecida en la casación del mercado diario.
4. La capacidad de intercambio calculada por el Operador del Sistema será declarada firme en el plazo previsto en la metodología desarrollada al amparo del artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222.
5. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de realizar la casación del mercado, lo previsto en el Plan de Funciones Conjuntas de los operadores de acoplamiento de mercado, en el algoritmo de acoplamiento de mercados, en el procedimiento de contingencia, en la definición de productos negociables y en los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 40, y 41 del Reglamento (UE) 2015/1222, respectivamente.
6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con posterioridad a la hora en la que la capacidad de intercambio es declarada firme, la capacidad efectivamente asignada en los procesos del mercado tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con sus homólogos portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.
7. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de Acoplamiento de Mercados serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en dicha sesión, para el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

8. El programa de intercambio a través de cada interconexión resultante del proceso de acoplamiento de los mercados diarios será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 43 del Reglamento (UE) 2015/1222.
9. La liquidación del mercado mayorista de electricidad en las zonas española y portuguesa y del mercado organizado de Francia resultante de la casación de ofertas, tras la aplicación del proceso de Acoplamiento de los Mercados Diarios, dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre los mercados que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en el proceso de Acoplamiento de los Mercados Diarios. Estos ingresos se considerarán “rentas de congestión” y serán gestionados según lo previsto en el artículo 68 puntos 7 y 8 del Reglamento (UE) 2015/1222.
10. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado diario europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con la entidad o entidades designadas en Francia, o terceras partes habilitadas por estas últimas.
11. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma, se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado ibérico y sus homólogos en Francia, o tercera parte habilitada por éstos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado ibérico, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del Acoplamiento de Mercados entre España y Francia, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO V. MERCADO INTRADIARIO DE ELECTRICIDAD Y GESTIÓN DE LAS CONGESTIONES EN EL ÁMBITO INTRADIARIO PARA LAS INTERCONEXIONES DE ESPAÑA - FRANCIA Y ESPAÑA – PORTUGAL

Artículo 10. Mercado intradiario.

1. El mercado intradiario es un mercado continuo complementado con subastas.

2. La utilización de la capacidad física en el mercado intradiario se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados con contratación continua previsto en el capítulo 6 del Reglamento (UE) 2015/1222, llamado mercado intradiario continuo europeo y a través de subastas paneuropeas de acuerdo con el mecanismo de fijación del precio de la capacidad de intercambio en el horizonte temporal del mercado intradiario que refleje la congestión en caso de escasez de capacidad, según lo previsto en el artículo 55 del Reglamento (UE) 2015/1222.
3. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, podrá aprobar mediante resolución la utilización de subastas regionales intradiarias complementarias, según lo previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222. El diseño de dichas subastas será tal que permita su funcionamiento combinado con el acoplamiento único intradiario de contratación continua y se cumplan los requisitos previstos en el apartado 4 del mencionado artículo 63.
4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia revisará, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, el modelo adoptado en relación con dichas subastas regionales y su compatibilidad con el modelo de acoplamiento único intradiario y las subastas paneuropeas.
5. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de capacidad en el mercado intradiario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de “rentas de congestión”.
6. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado intradiario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 11. Acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo.

El mecanismo de acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región SWE, definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado Reglamento, así como las metodologías aprobadas por todos los

reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho Reglamento.

2. El Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos portugués y francés, enviará a la plataforma europea de contratación intradiaria continua la información relativa a la capacidad de intercambio disponible y la actualizará siempre que se modifique. Asimismo, enviará tras el proceso de acoplamiento de mercados en el horizonte diario y, en su caso, tras las subastas implícitas intradiarias de ámbito regional, los programas de intercambio en la interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia en cada uno de los sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en este proceso.
3. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de gestionar la contratación continua intradiaria, la capacidad de intercambio disponible y los programas de intercambio en las distintas interconexiones enviada por los operadores del sistema, en la plataforma europea de contratación intradiaria continua, la cual garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la correspondiente interconexión, sentido de flujo de energía y período de programación, de acuerdo con lo previsto en el Plan de funciones conjuntas de los operadores de mercado, con el algoritmo de contratación continua, con la metodología de contingencia, con la definición de productos negociables y con los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 53 y 54 del Reglamento (UE) 2015/1222, respectivamente.
4. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean contratadas en la plataforma europea de contratación intradiaria continua serán liquidadas al precio de cada una de las transacciones que resulten de la casación de dichas ofertas de compra y venta.
5. El programa resultante por la interconexión será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 56 del Reglamento (UE) 2015/1222.
6. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado intradiario continuo europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con los operadores del mercado responsables de la liquidación según el procedimiento acordado, o terceras partes habilitadas por estos últimos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222.

7. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia que se genere en la misma, se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado ibérico y los operadores del mercado responsables de la liquidación, o los representantes de estos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado español, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir en el mercado intradiario como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada o por incidencias que provoquen descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión al sistema eléctrico español, según corresponda.
8. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema eléctrico portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 12. Acoplamiento de mercados en el ámbito intradiario a través de subastas regionales complementarias.

El mecanismo de subastas regionales complementarias para la interconexión España-Portugal previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222 seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de la interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con el Operador del Sistema portugués perteneciente a la región SWE, definida de acuerdo con el artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado reglamento, así como las metodologías, aprobadas por todos los reguladores, de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho Reglamento.
2. Antes de cada subasta, el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente. El Operador del Mercado tendrá a su vez en cuenta el programa de intercambio resultante de las asignaciones ocurridas con

anterioridad a cada subasta y garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la interconexión, en cada uno de los sentidos de flujo de energía y período de programación.

3. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en las subastas serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en cada sesión, para el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.
4. La liquidación del mercado mayorista de electricidad tras la aplicación del proceso de subasta dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre las zonas de precio que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en la casación. Estos ingresos se considerarán «renta de la congestión» y serán gestionados según lo previsto en los apartados 7 y 8 del artículo 68 del Reglamento (UE) 2015/1222.
5. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en las subastas intradiarias para la interconexión España-Portugal
6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués.
7. El Operador del Mercado comunicará al Operador del Sistema la capacidad asignada como resultado de cada subasta regional. El Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, facilitará dicha información a la plataforma de contratación intradiaria continua, para su consideración para el mercado intradiario continuo.

CAPÍTULO VI. GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES CON TERCEROS PAÍSES

Artículo 13. Gestión de las interconexiones con terceros países.

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, con una antelación de al menos una semana antes de la apertura del mercado diario, la capacidad máxima de importación y exportación con cada una de las interconexiones internacionales no comunitarias para cada período de programación.

2. El Operador del Sistema hará públicas las capacidades de intercambio previstas para cada sentido de flujo de energía en cada interconexión internacional no intracomunitaria, y para cada periodo de programación.
3. La participación de sujetos, siempre que supongan un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de España con terceros países, y se actúe en el marco de la autorización administrativa prevista en el artículo 11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, relativa a los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones con terceros países, será comunicada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a los Operadores del Sistema y del Mercado.
4. El Operador del Sistema recibirá de los sujetos del mercado autorizados para la realización de intercambios internacionales de energía a través de cada una de estas interconexiones, las comunicaciones de ejecución diaria, con detalle por periodo de programación, de los contratos bilaterales con entrega física en uso de las capacidades de intercambio de energía de estas interconexiones internacionales. Esta comunicación de los sujetos al Operador del Sistema se realizará el día anterior al del suministro, con respeto de los plazos de tiempo, y mediante los medios de envío de información que a estos efectos se establezcan en los procedimientos de operación vigentes.

Artículo 144. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte diario.

La gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos, se realizará mediante la aplicación del siguiente proceso:

1. Con anterioridad al cierre del mercado diario, y en función del volumen comunicado total de energía de ejecución de contratos bilaterales físicos a través de la interconexión con el sistema eléctrico marroquí, el Operador del Sistema determinará el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía, y para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Este valor deberá ser mayor, o en el límite igual, al 50 % de la capacidad de intercambio publicada por el Operador del Sistema para ese mismo periodo de programación y sentido de flujo de energía.
2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión con el sistema marroquí, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

3. En el proceso de casación de ofertas del mercado de electricidad se procederá a la asignación de las ofertas mediante el algoritmo de casación, y respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado, en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.
4. En caso de que el saldo de las ofertas casadas en el mercado diario en cada interconexión internacional no intracomunitaria sea inferior al valor máximo de la correspondiente capacidad de intercambio disponible para las transacciones de mercado, la capacidad no ocupada podrá ser utilizada para la aceptación de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, cuando estas hubieran superado el 50% de la capacidad de intercambio publicada para ese periodo de programación, en el sentido de flujo de energía correspondiente, siempre con respeto de los valores de capacidad de intercambio calculados y publicados por el Operador del Sistema.
5. En el caso de que el conjunto de comunicaciones de ejecución diaria de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, recibido por el Operador del Sistema, supere el valor de la capacidad de intercambio disponible en el correspondiente periodo de programación y sentido de flujo de energía, una vez descontada la capacidad ocupada por el conjunto de ofertas casadas en dicha sesión del mercado, el Operador del Sistema procederá a la adjudicación de la capacidad disponible en la interconexión a los contratos bilaterales con entrega física, utilizando para ello las ofertas específicas para la asignación de capacidad, expresadas en €/MW, que habrán sido presentadas al Operador del Sistema por los titulares de estos contratos bilaterales con entrega física, junto a la comunicación de ejecución diaria de los mismos.
6. En este caso, la capacidad será asignada a los contratos bilaterales con entrega física comunicados, a partir de la oferta de mayor precio hasta alcanzar aquella que complete la citada capacidad. El precio de la última oferta asignada en cada período de programación y sentido de flujo de energía, establecerá el precio marginal de la asignación de capacidad en el período de programación correspondiente, precio que será utilizado por el Operador del Sistema para la liquidación de la asignación de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física mediante este procedimiento de subasta competitiva.
7. La asignación de derechos de uso de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física en este proceso de subasta generará una obligación de pago firme para el sujeto adjudicatario que será función del precio resultante en la subasta de asignación y de los derechos de uso de la capacidad de intercambio asignados en ese mismo

sentido de flujo de energía. No existirá pago por la asignación de capacidad en aquellos casos en los que el total de solicitudes de contratos bilaterales con entrega física no llegue a superar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo de energía.

Artículo 15. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte intradiario.

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado la actualización de la información relativa a la capacidad máxima de importación y de exportación disponible en la interconexión España-Marruecos con posterioridad al mercado diario, para su consideración en el proceso de casación de ofertas de las subastas regionales complementarias.
2. En el proceso de casación de ofertas del mercado intradiario de subastas regionales complementarias se procederá a la asignación de las mismas mediante el algoritmo de casación destinado a tal efecto, atendiendo en cada periodo de programación al orden de mérito de las ofertas presentadas en dicha sesión y respetando el valor máximo de capacidad disponible en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

Artículo 16. Gestión de la interconexión España-Andorra.

La gestión de la capacidad de intercambio entre España y Andorra se realizará considerando el sistema eléctrico andorrano como parte integrada en la zona de precio española, respetándose en todo momento que el programa de intercambio resultante no supere el valor de la capacidad de intercambio máxima admisible comunicada por el Operador del Sistema para el periodo correspondiente.

Artículo 1517. Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.

Los ingresos que se derivaran, en su caso, de estos mecanismos correspondientes a las interconexiones internacionales no intracomunitarias se destinarán al 100% al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO VII. SERVICIOS DE BALANCE DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Artículo 18. Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas.

El desarrollo de los mercados de balance y la resolución de las restricciones técnicas que surjan se ajustará a las siguientes prescripciones:

1. A partir del resultado de los mercados y de la contratación bilateral de energía con entrega física, el Operador del Sistema, al objeto de garantizar la seguridad del suministro, determinará las restricciones técnicas internas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como llevar a cabo las actuaciones precisas para evitarlas.
2. El Operador del Sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. El proveedor de servicios de balance es el participante que, estando previamente habilitado por el Operador del Sistema, suministra energía de balance y aporta reserva para el balance al Operador del Sistema.
3. Los proveedores de servicios de balance deberán estar habilitados para presentar ofertas de energía de balance y de reserva de balance de acuerdo con lo previsto en los artículos 159 y 162 del Reglamento (UE) 2017/1485, y deberán cumplir las condiciones previstas en las metodologías a las que se refiere el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195. El proceso de habilitación deberá asegurar la participación no discriminatoria en estos servicios de todos los sujetos del mercado.
4. Todo proveedor de servicios de balance tendrá derecho a presentar al Operador del Sistema las ofertas de energía de balance correspondientes a productos estándar y/o productos específicos, según lo previsto en los artículos 25 y 26 del Reglamento (UE) 2017/2195.
5. Tras la aprobación de los marcos de aplicación de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance previstas en los artículos 19, 20 y 21 del Reglamento (UE) 2017/2195, el Operador del Sistema podrá elaborar una propuesta para definir y utilizar productos específicos de energía de balance y de reserva de balance.

El Operador del Sistema utilizará las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación

automática y de compensación de desequilibrios, según se definen en los artículos 19, 20, 21 y 22 del Reglamento (UE) 2017/2195, esforzándose en cubrir sus necesidades de energías de balance a partir de ellas.

6. Los precios de las energías de balance y de la capacidad de la interconexión asignada para el intercambio de energías de balance que resulten de la activación de ofertas se determinarán de acuerdo con lo previsto en el artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/2195.
7. El Operador del Sistema liquidará los volúmenes activados de energía de balance, calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento (UE) 2017/2195, con los proveedores de servicios de balance correspondientes.

El Operador del Sistema liquidará con otros operadores del sistema los intercambios de energía que se deriven de estos mercados, incluyendo en su caso las rentas de congestión, según lo dispuesto, entre otros, en los artículos 50 y 51 del Reglamento (UE) 2017/2195 y en las metodologías de desarrollo.

8. En tiempo real, cada sujeto de liquidación responsable del balance se esforzará por lograr el balance o contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio, según las condiciones relativas al sistema de balance prevista en el artículo 18 del Reglamento 2017/2195.
9. El Operador del Sistema liquidará a cada sujeto de liquidación responsable del balance, para cada período de liquidación de los desvíos, el precio correspondiente de los desvíos, según lo dispuesto en los artículos 49, 52, 53, 54 y 55 del Reglamento (UE) 2017/2195.
10. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos que serán liquidados por el Operador del Sistema, y deberá cumplir con las condiciones previstas en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.
11. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante resolución las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a un sujeto de liquidación responsable de balance, según se prevé en el artículo 18.6.i) del Reglamento (UE) de 2017/2195. Entre dichas consecuencias, se contemplará la suspensión temporal del sujeto como participante del mercado por parte de los Operadores del Sistema y del Mercado.

Artículo 169. Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales.

1. Salvo en situaciones de fuerza mayor, según se definen estas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222, el Operador del Sistema garantizará, en coordinación con sus homólogos portugués y/o francés, la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía que hayan adquirido la consideración de firmes.
2. En caso de que existiese una reducción de la capacidad de intercambio con afectación a programas de intercambio de energía que tengan la consideración de firmes, el Operador del Sistema garantizará de forma coordinada con el operador del correspondiente sistema eléctrico vecino, salvo en caso de fuerza mayor, la firmeza de dichos programas de intercambio, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.
3. En aquellos casos en los que la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía sea garantizada mediante acciones coordinadas de balance, el coste de dichas acciones se obtendrá de la diferencia entre los costes e ingresos en los respectivos sistemas eléctricos derivados de los desvíos respecto a programa asociados a la correspondiente acción coordinada de balance. El valor de coste neto resultante se repartirá entre los sistemas eléctricos afectados de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 74 del Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO VIII. GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Artículo 17. Gestión de la operación del sistema.

Con objeto de garantizar la seguridad de la operación del sistema, el Operador del Sistema aplicará los requisitos comunes establecidos a nivel europeo según el Reglamento (UE) 2017/1485. En particular:

1. El Operador del Sistema deberá informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el bloque de control frecuencia-potencia en el que el sistema eléctrico peninsular español se encuentra encuadrado. La determinación de bloques de control frecuencia-potencia por zona síncrona se adoptará según lo dispuesto en el artículo 141(2) del Reglamento (UE) 2017/1485.
2. El Operador del Sistema, de manera acordada con los gestores de la red de distribución, aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos

relativos a la seguridad del sistema entre instalaciones de generación y demanda y gestores de la red que se determinen según lo dispuesto en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

3. Con objeto de estandarizar los análisis de la seguridad de la operación y determinar la relevancia de las instalaciones para la coordinación de indisponibilidades, el Operador del Sistema se coordinará con el resto de operadores del sistema europeos según lo dispuesto en los artículos 75 y 84 del Reglamento (UE) 2017/1485. Las disposiciones comunes para la coordinación de análisis regionales de seguridad a nivel de región de cálculo de capacidad serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 76 del Reglamento (UE) 2017/1485.
4. En caso de ser necesario, el Operador del Sistema requerirá los criterios de inercia mínima a nivel de área síncrona según lo dispuesto en el artículo 39.3.b) del Reglamento (UE) 2017/1485.
5. El Operador del Sistema aplicará los procesos necesarios para la elaboración del modelo de red común, según lo dispuesto en los artículos 67.1 y 70 del Reglamento (UE) 2017/1485.
6. Con vistas a armonizar distintos aspectos operacionales, el Operador del Sistema deberá seguir los acuerdos operativos de la zona síncrona, que serán desarrollados según lo dispuesto en el artículo 118 del Reglamento (UE) 2017/1485. A nivel de bloque de control frecuencia-potencia, las condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque frecuencia-potencia se realizarán según lo dispuesto en el artículo 119 del Reglamento (UE) 2017/1485.
7. Cuando los valores calculados para el período de un año natural respecto a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia o los parámetros objetivo del error de control de la recuperación de la frecuencia, se desvíen de los objetivos establecidos para la zona síncrona o para el bloque de control frecuencia-potencia, el Operador del Sistema se coordinará con los operadores de la zona síncrona relevante o del bloque de control frecuencia-potencia relevante para establecer medidas de mitigación por zona síncrona o control de frecuencia-potencia según lo dispuesto en el artículo 138 del Reglamento (UE) 2017/1485.

CAPÍTULO IX. EMERGENCIA Y REPOSICIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Artículo 21. Emergencia y reposición del servicio.

Con objeto de garantizar la continuidad de las transacciones de energía eléctrica durante las fases de emergencia y reposición del sistema, y de definir

la suspensión del mercado cuando sea necesario, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado deberán seguir los criterios recogidos a nivel europeo en el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio. En particular:

1. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196, podrá suspender temporalmente las actividades del mercado conforme a las reglas de suspensión elaboradas según lo dispuesto en el artículo 36 del mencionado reglamento.
2. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 37 del Reglamento (UE) 2017/2196, iniciará el procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas conforme a las reglas de restablecimiento elaboradas según lo dispuesto en mencionado reglamento.
3. La liquidación de desvíos y de energías de balance en caso de suspensión de las actividades de mercado serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 39.1 del Reglamento (UE) 2017/2196.

CAPÍTULO X. APROBACIÓN DE METODOLOGÍAS, CONDICIONES, REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y PROYECTOS DE DEMOSTRACIÓN

Artículo 18. Procedimiento de aprobación.

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución aquellas metodologías adoptadas en el ámbito de coordinación de los reguladores europeos, cuya tramitación esté prevista en la normativa europea, según el procedimiento previsto en los reglamentos de aplicación, salvo que dichos reglamentos prevean una metodología cuyo desarrollo se realice a nivel nacional, en cuyo caso, resultará de aplicación lo previsto en el apartado 2 siguiente.
2. Cuando, en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar alguna previsión relativa al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema cuyo proceso de tramitación no esté recogido en la normativa europea o que sea de ámbito nacional, o cuando sea necesario aprobar especificaciones de detalle de las metodologías previstas en esta Circular, se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) Los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones.
- b) Los Operadores, bajo la supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, facilitarán la participación de los sujetos interesados en el desarrollo de las propuestas que se efectúen en el marco de esta Circular, desde el comienzo de su elaboración, mediante grupos de trabajo. Entre las partes interesadas, deberá contarse con los distribuidores, generadores, comercializadores y representantes de los consumidores.
- c) Los Operadores consultarán a los sujetos interesados sobre sus propuestas, durante un periodo no inferior a un mes, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.
- d) Los Operadores del Mercado y del Sistema deberán tener en cuenta los puntos de vista de los sujetos interesados resultantes de las consultas y de los procesos de participación, antes de la remisión de sus propuestas al regulador para su aprobación. Deberá incluirse en dicha remisión una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los puntos de vista resultantes de la consulta a la que se refiere el apartado anterior. Los Operadores deberán publicar tanto la propuesta presentada como dichas justificaciones en su página web.
- e) En el caso de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requiera una modificación de las propuestas presentadas de conformidad con los apartados anteriores, los Operadores presentarán, en el plazo de dos meses desde el requerimiento, una nueva propuesta para su aprobación, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.
- f) En el caso de que las propuestas de los Operadores no reúnan las condiciones necesarias para su aprobación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.
- g) Las propuestas serán remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.
- h) Las metodologías y condiciones a las que se refiere este apartado 2 serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. En particular,

las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos II al IX de esta Circular serán consideradas Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad, y Procedimientos de Operación.

Las resoluciones que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de esta letra h) se publicarán en el “Boletín Oficial del Estado” de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 7.1, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.38, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- i) Los operadores deberán proponer, de oficio o a requerimiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aquellas modificaciones necesarias de las metodologías y condiciones vigentes que permitan un mejor funcionamiento de los mercados de producción de electricidad, así como su adecuación a la normativa comunitaria. Dichas modificaciones deberán seguir el procedimiento de tramitación previsto en los apartados anteriores a)-f).
3. Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo segundo de la letra h) del apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web las resoluciones aprobadas en virtud del presente artículo, y que se encuentren en vigor, junto con las metodologías que se aprueben en el ámbito europeo, estructuradas por materias, a fin de facilitar el conocimiento de la regulación aplicable en lo relativo al funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Artículo 19. Proyectos de demostración regulatorios.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución las condiciones y requisitos, en el ámbito de esta Circular, para la ejecución de aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y a la operación del sistema, siempre que se cumplan los siguientes criterios:

- a) El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.
- b) El solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor.
- c) El Operador del Sistema o, en su caso el Gestor de la Red de Distribución, justifique la ausencia de riesgos para la operación del sistema.

- d) Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.
- e) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a 36 meses.
- f) El proyecto no tenga coste para el sistema eléctrico.

Disposición transitoria primera. Acciones coordinadas de balance.

Hasta la entrada en vigor de las metodologías de acciones coordinadas de balance previstas en los artículos 35 y 74 del Reglamento (EU) 2015/1222, los costes totales resultantes de las acciones coordinadas de balance programadas de común acuerdo por los operadores de los dos sistemas que comparten la correspondiente interconexión, serán repartidos al 50% entre dichos sistemas.

Disposición transitoria segunda. Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance procedente de reservas de sustitución (Balit).

Hasta el inicio de la operación de la plataforma de servicios transfronterizos de balance prevista en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, resultará de aplicación lo previsto en la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 6 de junio de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal prevista en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Disposición transitoria tercera. Aplicación transitoria de las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación.

Hasta la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías y condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación a los que se refiere el artículo 22 de la presente circular, continuarán siendo de aplicación las actuales reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y los procedimientos de operación actualmente vigentes, incluidas las metodologías y condiciones ya aprobadas por esta Comisión al amparo de la normativa europea reguladora de esta materia.

Disposición derogatoria única.

Queda derogada la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante la cual se establece la metodología

relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de balance entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Asimismo, quedan derogadas cuantas disposiciones administrativas se opongan a lo establecido en esta Circular.

Disposición Final Única. Entrada en vigor.

Esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, XX de XXXXX de 2019– El Presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, José María Marín Quemada.