

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 DE PRODUCCIÓN 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 ha publicado 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 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 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 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 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 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 CNMC 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 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 (varios países) e incluso europeo, en función del número de países afectados por la regulación.

Así, cabe citar propuestas que se aprueban por un regulador a nivel 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, se encuentra en proceso de aprobación el paquete normativo de Energía Limpia para todos los Europeos (Clean Energy Package), donde se continúa fijando el camino hacia una mayor armonización europea de todos estos mercados.

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, hacen necesaria la revisión de la Circular 2/2014.

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 es 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 trata de forma neutra las transacciones en el mercado y, en su caso, los contratos bilaterales en la interconexión, considerándose este mercado como una zona de precio en la frontera con el sistema marroquí.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 1 letras b) y c) y 38 del artículo 7, la Ley 3/2013, de 4 de junio, previos los trámites de audiencia y de informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, 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 al mercado de producción de electricidad, definido este 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 de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados, mercado de resolución de restricciones técnicas y mercados de balance, entendidos estos como, los mercados relativos a las reservas de sustitución, de recuperación de la frecuencia con activación manual, de recuperación de la frecuencia con activación automática y el proceso de compensación de desequilibrios.

También es objeto de esta Circular la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países en los diferentes horizontes de negociación.

También constituye el objeto de esta Circular establecer el marco regulatorio relacionado con los aspectos técnicos de la operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1485.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

Esta Circular será de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) 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, del Sector Eléctrico.
- b) Al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en el ámbito de sus competencias.
- c) A los gestores de la red de distribución.

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

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.

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 normativa 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 de producción 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 dicha normativa 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 de los participantes en el mercado que participan en los mercados que gestionan. Los 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 de la 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. MERCADOS A PLAZO. 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.

1. 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, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo.

Artículo 6. Proceso del mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo.

El mecanismo de subastas explícitas se basará en 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. Para ello, 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 NO ORGANIZADOS

Artículo 7. Requisitos de los mercados no organizados.

1. Los sujetos del mercado de producción 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 para su participación en los mercados de producción de energía eléctrica.
2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afecta 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.
 3. Los contratos de adquisición o venta de energía eléctrica firmados con sujetos en terceros países, siempre que supongan un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de España, deberán ser previamente autorizados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y comunicados al Operador del Sistema y al Ministerio para la Transición Ecológica.

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. Modelo del mercado diario.

1. El mercado diario es aquel 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 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. Proceso del mercado diario europeo.

El mecanismo de acoplamiento del mercado diario europeo se basará en el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de la correspondiente 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, 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 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 casación de las sesiones del mercado.
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 (MCO Plan), 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 utilizada 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 de producción 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 utilizada 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 estos, según lo previsto en el artículo 77 punto 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. Modelo del mercado intradiario.

El mercado intradiario consistirá en un mercado continuo complementado con subastas.

1. 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 pan-europeas de acuerdo con el mecanismo de fijación del precio de la capacidad de interconexión 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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”.
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 intradiario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 11. Proceso del mercado intradiario continuo europeo.

El mecanismo de acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo se basará en 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 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 designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estas últimas.

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 sus homólogos en Francia, o los representantes de estos, según lo previsto en el artículo 77 punto 2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado español, 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 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 utilizada 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. Proceso de 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 se basará en 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 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. 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 de producción 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 los mercados que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en la casación. Estos ingresos se considerarán «renta de la congestión» y serán gestionados según lo previsto en el artículo 68 puntos 7 y 8 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 utilizada 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 Sistema comunicará al Operador del Mercado la capacidad libre disponible después de realizar las subastas, para su consideración para el mercado intradiario continuo.

CAPÍTULO VI. GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES ESPAÑA-MARRUECOS Y ESPAÑA –ANDORRA

Artículo 13. Gestión de las interconexiones España-Marruecos en el horizonte diario.

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, con una antelación semana 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, deberá ser previamente autorizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y comunicada al Operador del Sistema y al Ministerio para la Transición Ecológica.
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.
5. La gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos, se realizará mediante la aplicación del siguiente proceso:
 - a) 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.
 - b) 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.
 - c) En el proceso de casación de ofertas del mercado de producción 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.

- d) 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 Eléctrico español.
- e) 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.
- f) 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.
- g) 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 alcanzar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo de energía.

Artículo 14. Gestión de las interconexiones España-Marruecos en el horizonte intradiario.

1. El Operador del Sistema, pondrá a disposición del Operador del Mercado con antelación de una semana, la actualización de la información relativa a la capacidad máxima de importación y de exportación disponible en la interconexión España-Marruecos posterior 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 15. Gestión de las interconexiones 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.

Artículo 16. Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.

Los ingresos que, en su caso, se derivaran de estos mecanismos correspondiente 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 17. Mercados de balance y solución de congestiones.

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, podrá determinar 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 contratación de servicios de balance con los proveedores de estos servicios para garantizar la

- seguridad de la operación. El proveedor de servicios de balance es el participante en el mercado que suministra energías de balance y/o reserva 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.
 6. 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.
 7. 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.
 8. 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.
 9. Los precios de las energías de balance y de la capacidad de la interconexión utilizadas 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.

10. 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.
11. 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.
12. 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.

CAPÍTULO VIII. GESTIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Artículo 18. 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 CNMC 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 aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos relativos a la seguridad del sistema 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 19. 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. En particular:

1. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado, de manera coordinada, podrán suspender temporalmente las actividades del mercado en las circunstancias de emergencia previstas en el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196.

2. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado, de manera coordinada iniciarán el procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas cuando se cumplan las condiciones previstas en el artículo 37 del Reglamento 2017/2196.
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 20. Procedimiento de desarrollo.

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 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.

- 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 justificación 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 web.
- e) En el que 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 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una nueva propuesta para su aprobación, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado.
- 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 realizar una nueva consulta pública, así como organizar los grupos de trabajo que resulten oportunos, a efectos de elaborar una nueva propuesta.
- g) Las metodologías y condiciones a las que se refiere el presente 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 VI de esta Circular serán consideradas Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, y las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos VII al IX serán consideradas Procedimientos de Operación del Operador del Sistema.
- h) 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).

Artículo 21. Proyectos de demostración regulatorios.

La CNMC aprobará mediante resolución el marco regulatorio necesario, en el ámbito de esta Circular, para la implementación de aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado

de producción de energía eléctrica 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, y no ponga en peligro la seguridad del sistema.
- c) Exista una barrera regulatoria que impida la implantación de la innovación.
- d) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros y criterios de éxito y debe completarse dentro de los 24 meses posteriores a la entrada en vigor del marco regulatoria.
- e) El proyecto no tenga coste para el sistema eléctrico.

Disposición Transitoria Primera. Reparto de las rentas de congestión.

En tanto los reguladores no aprueben de manera coordinada la metodología de reparto de las rentas de congestión prevista en el artículo 57 del Reglamento (UE) 2016/1719, estas se repartirán al 50% entre los dos sistemas eléctricos que compartan la correspondiente interconexión.

Disposición Transitoria Segunda. 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 Tercera. 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 el Acuerdo 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, de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece la directriz sobre la asignación de capacidad.

Disposición Transitoria Cuarta. 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 20 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, sin perjuicio de 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.