

I. DISPOSICIONES GENERALES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 2825** *Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que 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 equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.*

La Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, supuso la adaptación a la normativa española del Reglamento (CE) n.º 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

España se encuentra englobada, junto con Portugal y Francia, en la Iniciativa Regional Sudoeste de Electricidad, SWE ERI, y se vienen desarrollando trabajos enfocados a la integración de estos mercados, con la participación de los reguladores, Operadores del Sistema y del mercado y de los sujetos de los tres países.

La Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, estableció un proceso de asignación de los derechos físicos de capacidad en la interconexión eléctrica España-Portugal mediante un mecanismo «separación de mercados», conocido en la literatura como «market splitting» que entró en vigor el 1 de julio de 2007.

Este mecanismo de separación de Mercados somete a un riesgo de precios al comercializador de uno de los nodos de la interconexión que deseara vender energía a un cliente final situado en el otro nodo, lo que, en definitiva supone crear una restricción a la actividad de comercialización. Por esta razón se hace necesaria la creación de instrumentos financieros de cobertura del riesgo de precios que permitan al comercializador de un nodo conocer a plazo el precio final al que va a adquirir la energía en el nodo contrario de la interconexión.

En este sentido, la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se estableció el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, complementó la gestión económica de la interconexión a través de un instrumento financiero en el que actuaba como contraparte exclusivamente las rentas de congestión correspondientes al Sistema Eléctrico español en la mencionada interconexión y que permitía conocer a plazo el precio final al que se adquiere la energía en el nodo portugués.

En el año 2009, por iniciativa de diversos Operadores de Mercado europeos, entre los que se encuentra el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español, se lanzó el proyecto PCR (Price Coupling of Regions) con el objeto de armonizar los diversos mercados eléctricos europeos mediante el uso de un algoritmo común de casación.

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad, el día 28 de noviembre de 2011, refrendó su compromiso de llevar a cabo las actuaciones precisas a fin de que el Mercado Ibérico de Electricidad, o MIBEL, esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia).

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, regula 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.

En su artículo 6.6, el Reglamento establece que la Red Europea de Gestores de las Redes de Transporte (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) deberá elaborar, entre otros, un código de red sobre asignación de capacidad y gestión de la congestión, que debe ajustarse a la Directriz Marco de ACER, de 29 de julio de 2011, sobre dicha materia. Tanto el código de red sobre normas de asignación de la capacidad y gestión de la congestión, como el código de red de asignación a plazo de la capacidad, que se enmarcan dentro de los desarrollos necesarios para el establecimiento de una plataforma única europea de subastas para la gestión de las interconexiones, están siendo desarrollados.

Tal y como se recoge en el mencionado Reglamento, mientras se progresa hacia el mercado interior de electricidad, la coordinación regional de los mecanismos de asignación de la capacidad de la interconexión deberá ser compatible con dicho progreso. En este periodo transitorio, hasta la aprobación del código de red de asignación a plazo de la capacidad (FCA NC) y la transición a la plataforma única europea de subastas, la gestión de la subasta de los contratos financieros en la interconexión entre España y Portugal, así como la liquidación de los mismos, se realizará a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

En este mismo sentido, en tanto no estén integradas las reglas de la gestión de las interconexiones de España en unas únicas reglas armonizadas a nivel europeo, de acuerdo con el FCA NC, se fijan transitoriamente unas reglas específicas para la gestión de la interconexión con Francia.

Con respecto a Marruecos y Andorra, el mecanismo recogido en esta Circular irá evolucionando en la medida en que se desarrollen mercados en competencia en esos sistemas o bien se alcancen acuerdos para el establecimiento de subastas explícitas de capacidad, siempre respetando lo dispuestos en los códigos de red europeos.

En ese sentido, dado que Andorra se trata de un sistema con un comprador único, se considera como zona de precio integrada en la zona española a los efectos de esta Circular.

Con respecto a Marruecos, el mecanismo previsto trata de forma neutra las transacciones en el mercado y en su caso, los contratos bilaterales en la interconexión, considerándose como una zona de precio en la frontera con el sistema marroquí, diferente de la zona de precios española.

Los aspectos técnicos de la interconexión eléctrica con Portugal ya han sido acordados y regulados en el artículo 8 del Convenio de Santiago entre el Reino de España y la República Portuguesa, y el capítulo II de la presente Circular se ha elaborado de forma coordinada entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y su homólogo portugués, en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 11, los principios generales que rigen los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.

La Orden IET/107/2014, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, establece en su disposición derogatoria única que «Queda derogada la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, salvo el artículo 5, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden».

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determina, en particular en su artículo 7.1.b), que entre las funciones de dicha Comisión estará la de establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los

procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen reglamentariamente.

Asimismo, el artículo 7.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determina que es también función de dicha Comisión el desarrollo mediante circular de las metodologías relativas a la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema, que desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria, proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo, de acuerdo con el marco normativo para el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico.

En este sentido, el artículo 11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, define los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, estableciendo que los intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el Sistema y los intercambios de servicios transfronterizos de ajuste, serán realizados por el Operador del Sistema u otros sujetos del Sistema en los términos que reglamentariamente se establezcan.

La presente Circular recoge los principios aplicables al procedimiento de separación de Mercados así como el mecanismo coordinado de gestión a plazo de la interconexión eléctrica entre España y Portugal. Igualmente recoge los principios aplicables al procedimiento de subastas explícitas para la asignación de capacidad en el horizonte de largo plazo e intradiario, al mecanismo de acoplamiento de los mercados para la resolución de congestiones en el horizonte diario y a los servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema. Por último, se recogen los principios aplicables al mecanismo de resolución de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.

Por todo lo anterior, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de día 12 de marzo de 2014, ha acordado emitir la presente Circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

1. Objeto de la Circular

Constituye el objeto de la presente Circular establecer:

- a) La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión.
- b) La metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema.

2. Ámbito de aplicación

Esta Circular será de aplicación a:

- a) Los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado 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) La entidad gestora de las subastas de gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, OMIP, y la contraparte central responsable de la liquidación, OMIClear.

3. Sujetos habilitados para la realización de intercambios

Los sujetos a los que se refiere el apartado 2.a) de esta Circular podrán establecer libremente intercambios intracomunitarios e internacionales no intracomunitarios de energía de acuerdo con las condiciones que se establezcan en las disposiciones de desarrollo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en la presente Circular.

4. Tratamiento de los intercambios intracomunitarios e internacionales no intracomunitarios e integración en el mercado de producción

1. Las importaciones intracomunitarias podrán canalizarse a través de cualesquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

2. El Gobierno podrá prohibir operaciones de exportación concretas, durante un periodo de tiempo determinado, incluso intracomunitarias, que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica en aplicación del artículo 7.2 y 7.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

3. En los procesos de casación de ofertas, aceptación de contratos bilaterales con entrega física y solución de congestiones en las interconexiones internacionales, los programas de intercambio de energía en las interconexiones internacionales por sujeto del mercado estarán expresados en MWh con un máximo de una cifra decimal.

5. Resolución de congestiones en las interconexiones

1. La resolución de congestiones en las interconexiones intracomunitarias e internacionales no intracomunitarias se llevará a cabo respetando criterios técnicos o de seguridad, sin que pueda existir reserva de capacidad salvo la que se determine por motivos de seguridad del Sistema.

2. Los mecanismos de resolución de congestiones de las interconexiones se regirán por los principios establecidos en los capítulos II a V de esta Circular.

6. Intercambio transfronterizo de servicios de equilibrio

1. El Operador del Sistema podrá gestionar la prestación de servicios de equilibrio entre Sistemas gestionados por distintos Operadores del Sistema, considerando como tales, los intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva de potencia, con el objetivo de salvaguardar las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el Sistema, y a la reducción de los costes de las energías de balance utilizadas en el Sistema Eléctrico español, con la participación, en su caso, de los sujetos que se determine reglamentariamente, según lo establecido en el artículo 11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2. Los mecanismos de gestión de los servicios de equilibrio en las interconexiones del Sistema Eléctrico español, cumplirán los siguientes principios generales:

a) Serán mecanismos coordinados con los Operadores de los correspondientes Sistemas Eléctricos interconectados, y en su caso con Operadores de otros Sistemas Eléctricos participantes en mecanismos de intercambio de ámbito europeo, y se establecerán bajo criterios de reciprocidad, transparencia y no discriminación entre Sistemas Eléctricos.

b) Se basarán en la utilización de la capacidad de intercambio vacante tras la negociación de los sujetos del mercado en el horizonte intradiario.

c) Los sujetos definidos en el apartado 2.a) de esta Circular continuarán participando como proveedores en los mercados de servicios de ajuste del Sistema Eléctrico en el que la unidad proveedora del servicio está físicamente conectada, servicio que seguirá siendo gestionado por el Operador del Sistema Eléctrico correspondiente.

d) Los intercambios de servicios de equilibrio entre Operadores del Sistema complementarán las energías de balance y de reserva internas, por lo que su consideración en la liquidación del Sistema eléctrico será acorde a la de éstas.

e) Los aspectos relativos a la liquidación de servicios de equilibrio entre Sistemas mediante la actuación coordinada de los Operadores de los Sistemas Eléctricos respectivos, serán recogidos en los contratos que serán suscritos por los Operadores de los Sistemas Eléctricos respectivos, con carácter previo a la posible utilización de estos servicios transfronterizos de balance. El Operador del Sistema Eléctrico español notificará estos contratos al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7. Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las autoridades reguladores de los países vecinos

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las actuaciones que resulten precisas, en coordinación con los reguladores de los países participantes en los intercambios, para la consecución del adecuado funcionamiento de los criterios y mecanismos previstos en esta Circular.

8. Costes derivados de la aplicación de esta Circular

Los costes reconocidos 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 considerados, a los efectos oportunos, en la metodología de retribución de estos operadores a la que hace referencia el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

CAPÍTULO II

Interconexión entre España y Portugal

II.1. Separación de mercados

9. Utilización de la capacidad física en la interconexión entre España y Portugal

La utilización de la capacidad física de esta interconexión internacional se arbitrará a través de un mecanismo de separación de Mercados, tal y como se dispone en el artículo 8 del Convenio de Santiago.

10. Proceso de separación de Mercados

El proceso de separación de Mercados respetará los siguientes principios:

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, con una antelación de una semana, la capacidad máxima de importación y exportación con Portugal para cada período de programación del mercado de producción organizado.

2. Antes de cada sesión del Mercado Diario e Intradía de producción el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará 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.

3. La participación en el proceso de separación de Mercados se articulará mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía en el Mercado Diario e Intradía de producción. Podrán participar en el proceso de separación de Mercados todos los sujetos autorizados para la compra o venta de energía en el Mercado Diario e Intradía de producción.

4. El Operador del Mercado tendrá en cuenta a la hora de realizar la casación del Mercado Diario e Intradía la capacidad comercial disponible para el acoplamiento de mercados, comunicada por el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en el apartado 10.2, garantizando en todo momento que el saldo neto de programas de intercambio no supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo y período de programación.

5. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de separación de Mercados serán liquidadas a los precios marginales que resulten en el Mercado Diario e Intradía para cada uno de los Sistemas Eléctricos, español y portugués, en el correspondiente período de programación.

6. La liquidación del Mercado de producción tras la aplicación del proceso de separación de Mercados dará lugar a unos ingresos, denominados renta de congestión, iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios en valor absoluto de cada Sistema Eléctrico por la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de Mercados en ese mercado.

7. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con posterioridad a la hora límite establecida para la posible modificación de la capacidad de intercambio antes del proceso de separación de Mercados, la capacidad efectivamente utilizada en los procesos del mercado tendrá la consideración de firme y será garantizada mediante acciones coordinadas de balance, aplicadas por el Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico portugués, utilizando para ello, cuando así sea necesario, los respectivos servicios de ajuste generación-demanda.

11. Gestión económica del proceso de separación de Mercados

El Operador del Mercado repartirá los ingresos a los que se refiere el apartado 10.6 al 50 % entre los dos Sistemas Eléctricos español y portugués.

II.2. Mecanismo coordinado de gestión a plazo de la interconexión

12. Sujetos habilitados

Podrán participar en el mecanismo de subasta para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos en las reglas de la subasta.

13. Descripción del producto

1. La cobertura financiera del riesgo de precios que se deriva del proceso de separación de Mercados se instrumentará a través de un mecanismo de subasta de contratos basados en las diferencias de precios para cada hora en el mercado diario entre el Sistema Eléctrico español y el Sistema Eléctrico portugués en diferentes horizontes temporales.

2. El nominal de cada contrato será de 1 MW. Habrá dos tipos de contratos objeto de subasta:

Contrato 1: «contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal».

Contrato 2: «contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España».

14. Mecanismo de asignación de los contratos financieros y determinación del precio.

1. La asignación de contratos financieros se realizará con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios, y mediante mecanismos de mercado.

2. El número de contratos, para cada tipo de contrato y por cada horizonte temporal, ofrecidos por el Sistema Eléctrico español y por el Sistema Eléctrico portugués será asignado a través de un procedimiento de subasta.

3. El procedimiento de subasta consistirá en un sistema de casación de ofertas, que será regulado en las reglas de la subasta, que publicará la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través de su página web.

4. La subasta para la asignación de los contratos financieros será realizada por la entidad gestora de la subasta designada en la presente Circular, de acuerdo a las reglas establecidas, y será supervisada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en colaboración con el regulador portugués, sin perjuicio de las facultades de supervisión, que en el ejercicio de sus funciones, correspondan a la Comisión Nacional del Mercado de Valores y a la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma coordinada con el regulador portugués, aprobará a través de Resolución, que será publicada en la página web de dicha Comisión:

a) La convocatoria de subasta, así como, en su caso, la periodicidad de celebración de la misma.

b) Los horizontes temporales de los contratos negociados, que podrán ser anuales, trimestrales y/o mensuales.

c) El número de contratos de cada tipo ofrecidos por el Sistema Eléctrico español y por el Sistema Eléctrico portugués en cada una de las subastas que se realicen, con el límite máximo de la capacidad de interconexión disponible asignada a dichos Sistemas. A ellos se podrán sumar, en su caso, las ofertas de venta de contratos presentadas por los sujetos participantes, a diferentes niveles de precios, según se establezca en las reglas de la subasta.

d) La fecha de celebración de la subasta.

e) Cualesquiera otros aspectos sobre la subasta.

6. El precio de adjudicación de cada tipo de contrato para cada horizonte temporal subastado será el resultante de aplicar el procedimiento de subasta establecido en las reglas de la misma.

7. Desde el momento del cierre de la subasta, y una vez sea confirmado por parte de la entidad responsable de la supervisión de la subasta, de forma coordinada con su homólogo portugués, en el plazo establecido al efecto, que el proceso se ha realizado de forma transparente, objetiva, competitiva y no discriminatoria, la entidad gestora de la subasta comunicará los resultados globales de la misma (cantidad total adjudicada y el precio resultante de la subasta), a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a su homólogo portugués, a la Secretaría de Estado de Energía, a los Operadores de los Sistemas Eléctricos español y portugués y a los participantes de la subasta. Asimismo, la entidad gestora de la subasta notificará a cada uno de los adjudicatarios el número de contratos asignados por cada tipo y por cada horizonte temporal.

8. La entidad gestora de la subasta publicará en su página web los resultados globales de la subasta.

9. El resultado de la subasta será vinculante para los adjudicatarios de la misma, tanto compradores como vendedores.

15. Entidad gestora de las subastas, contraparte central y entidad responsable de la liquidación

1. Se designa al OMI-Polo Portugués (OMIP), como entidad encargada de la organización y gestión de las subastas de los contratos financieros. Asimismo, se designa a OMIClear como contraparte central y entidad responsable de la liquidación de los contratos y del mercado secundario de los mismos.

2. La entidad gestora de la subasta, OMIP, y la Cámara de Contrapartida Central y entidad liquidadora, OMIClear, deben elaborar una propuesta de reglas y de contrato tipo

para su aprobación por la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, en el ámbito del marco normativo del MIBEL.

3. Tanto OMIP como OMIClear, serán responsables de la publicación y comunicación a los participantes de toda aquella información relevante de la subasta, tanto antes como durante el proceso de la subasta, así como posteriormente a la celebración de la misma, de acuerdo a lo que se establezca en las reglas de la subasta.

16. Supervisión de las subastas

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de las subastas de los contratos financieros de forma coordinada con el regulador portugués. A estos efectos, designará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso se ha realizado de forma transparente, objetiva, competitiva y no discriminatoria, y de validación de los resultados, en un plazo no superior a 24 horas desde el cierre de la subasta.

2. Después de cada subasta, la entidad supervisora de la misma elaborará informes sobre su desarrollo y potenciales mejoras.

3. La entidad supervisora de la subasta podrá solicitar toda aquella información que sea necesaria para el ejercicio de sus funciones relacionadas con la subasta.

4. La función de supervisión de las subastas a plazo de la interconexión, encomendada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se realizará sin perjuicio de las facultades de supervisión que en el ejercicio de sus funciones correspondan a las otras autoridades que componen el Consejo de Reguladores del MIBEL. A estos efectos, deberán tenerse en cuenta los acuerdos de colaboración formalizados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con dichas autoridades.

17. Registro para la participación en la subasta

Para poder participar en la subasta, los sujetos interesados deberán aceptar y dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en el procedimiento de registro recogido en las reglas de la subasta, incluidas las condiciones de garantías que se establezcan. El procedimiento de registro deberá respetar los principios de no discriminación y de transparencia.

18. Derechos y obligaciones de los sujetos participantes

1. El sujeto participante en la subasta debe dar cumplimiento a las siguientes obligaciones:

a) Haber firmado el contrato tipo, con las condiciones y requisitos formales que se establezcan en el mismo.

b) Aceptar y realizar el procedimiento de registro establecido en las reglas para poder participar en la subasta.

c) Aceptar los resultados de la subasta, una vez validados por la entidad supervisora.

d) Mantener la confidencialidad de la información que haya obtenido por su participación en la subasta, cuando ésta no sea pública, de acuerdo a lo establecido en las reglas de la subasta.

e) Cumplir cualquier otro requisito establecido en las reglas de subasta y demás normativa de aplicación.

2. El sujeto participante en la subasta tendrá los siguientes derechos:

a) Ser debidamente informado en relación con todas las cuestiones relacionadas con el funcionamiento y las reglas de la subasta.

b) Participar en la subasta, conforme se establece en las reglas de la misma.

c) Ser informado de los resultados de la subasta, de acuerdo a lo establecido en las reglas de la misma.

d) Tener acceso a toda la información y documentación relacionada con la subasta y, en concreto, con su participación en la misma, de acuerdo a lo establecido en las reglas de la subasta.

19. Derechos y obligaciones de los adjudicatarios

1. El adjudicatario como comprador, en los plazos y condiciones que se establezcan en las reglas de la subasta:

a) Tendrá derecho a percibir el importe resultante de la liquidación de los contratos de los cuales sea titular, de acuerdo a lo establecido en el apartado 22.4 de esta Circular.

b) Tendrá la obligación de pagar el precio de equilibrio de la subasta (prima) de los contratos de los cuales sea titular.

2. El adjudicatario como vendedor, en los plazos y condiciones que se establezcan en las reglas de la subasta:

a) Tendrá derecho a cobrar el precio de equilibrio de la subasta (prima) de los contratos de los cuales sean titulares como vendedores.

b) Tendrá la obligación de pagar el importe resultante de la liquidación de los contratos de los cuales sea titular, de acuerdo a lo establecido en el apartado 22.4 de esta Circular.

20. Derechos y obligaciones del Operador del Sistema Eléctrico español

1. El Operador del Sistema Eléctrico español, actuando de forma conjunta con el Operador del Sistema Eléctrico portugués, estará obligado a:

a) Cumplir con los requerimientos necesarios para participar en la subasta.

b) Ofertar el número de contratos de cada tipo, establecidos por Resolución, en cada una de las subastas que se realicen, con el límite máximo de la capacidad de interconexión disponible asignada al Sistema Eléctrico español.

c) Aceptar los resultados de la subasta, una vez validados por la entidad supervisora.

d) Abonar el importe resultante de la liquidación de los contratos, de acuerdo a lo establecido en el apartado 21 de la presente Circular, en los plazos y condiciones que se establezcan en las reglas de la subasta.

e) Cumplir con los requerimientos, como contraparte de los contratos, que se establezcan en las reglas de la subasta.

2. El Operador del Sistema Eléctrico español, actuando de forma conjunta con el Operador del Sistema Eléctrico portugués, tendrá derecho a cobrar el precio de equilibrio de la subasta (prima) de los contratos, de acuerdo a lo establecido en el apartado 21 de la presente Circular, en los plazos y condiciones que se establezcan en las reglas de la subasta.

21. Ingresos o costes derivados del procedimiento de gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal

1. OMIClear liquidará, al 50 %, entre los dos Sistemas, español y portugués, las obligaciones de pago o derechos de cobro que, en aplicación del apartado 22, les correspondan por los contratos de los que hayan resultado adjudicatarios como vendedores.

2. Por el lado español, el Operador del Sistema Eléctrico español será responsable, como contraparte ante OMIClear, de las obligaciones resultantes de la liquidación de los contratos, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado anterior (21.1).

3. En caso de decretarse una situación de fuerza mayor, y durante el periodo en la que la misma se mantuviera, la obligación de pago que pudiera corresponder al Operador del Sistema Eléctrico español por la liquidación de los contratos estaría limitada al precio de equilibrio de la subasta (prima) de los contratos de los que hubiera resultado adjudicatario como vendedor, de acuerdo a lo establecido en el apartado 21.1, previa aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma coordinada con su homólogo portugués

4. Se habilita al Operador del Sistema Eléctrico Español para que pueda realizar a OMIClear el movimiento de fondos correspondiente a los pagos y cobros que se deriven del proceso de liquidación de la prima y de los contratos adjudicados. Los pagos se realizarán con las rentas de la congestión que para este Sistema se deriven del proceso de separación de Mercados, así como con la prima resultante de la subasta. Para ello, OMIClear pondrá a disposición del Operador del Sistema Eléctrico español, en el plazo y formato que éste establezca, el resultado de la liquidación de los contratos y de la prima para el Sistema Eléctrico español.

5. El Operador del Sistema Eléctrico español cubrirá los posibles desfases de tesorería del Sistema Eléctrico español, consecuencia de la liquidación de las subastas y de las rentas de congestión de la interconexión con Portugal, con cargo a los saldos positivos resultantes de las subastas explícitas de capacidad.

6. El saldo resultante se incluirá como ingreso en el cálculo de las tarifas de acceso y estarán sometidos al proceso de liquidaciones establecido por el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del Sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

22. Facturación y liquidación de las cantidades adjudicadas

1. OMIClear, como entidad liquidadora, es la responsable de la gestión de los procedimientos de liquidación, de facturación y de cobros y pagos derivados del procedimiento de subasta.

2. La liquidación y facturación del precio de equilibrio de la subasta (prima) y de los contratos adjudicados, así como la gestión de cobros y pagos, se realizará de acuerdo a lo establecido en las reglas de la subasta, y con arreglo a la normativa aplicable y a los criterios establecidos por la Administración tributaria.

3. En la liquidación del precio de la subasta (prima):

a) Al titular como vendedor de un contrato 1 (opción de cobertura para exportación desde España hacia Portugal) se le liquidará como un derecho a cobrar el producto del precio de equilibrio de la subasta del contrato 1 por el número de contratos de los cuales sea titular.

b) Al titular como vendedor de un contrato 2 (opción de cobertura para exportación desde Portugal hacia España) se le liquidará como un derecho a cobrar el producto del precio de equilibrio de la subasta del contrato 2 por el número de contratos de los cuales sea titular.

4. Se entenderá por liquidación de los contratos adjudicados, el proceso mediante el cual se determina el importe final a pagar por los deudores y a cobrar por los acreedores en virtud de los contratos adjudicados.

a) Al titular como comprador de un contrato 1 (opción de cobertura para exportación desde España hacia Portugal) se le liquidará como un derecho a cobrar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp-Pe) sea positiva.

b) Al titular como comprador de un contrato 2 (opción de cobertura para exportación desde Portugal hacia España) se le liquidará el derecho a cobrar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español (Pe) menos el precio correspondiente en el polo portugués (Pp), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pe-Pp) sea positiva.

c) Al titular como vendedor de un contrato 1 (opción de cobertura para exportación desde España hacia Portugal) se le liquidará como una obligación a pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (Pp) menos el precio correspondiente en el polo español (Pe), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pp-Pe) sea positiva.

d) Al titular como vendedor de un contrato 2 (opción de cobertura para exportación desde Portugal hacia España) se le liquidará como una obligación a pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español (Pe) menos el precio correspondiente en el polo portugués (Pp), en aquellas horas para las que dicha diferencia (Pe-Pp) sea positiva.

5. En el supuesto de declararse una situación de fuerza mayor, y durante el periodo en la que la misma se mantuviera, el valor de liquidación en los supuestos establecidos en las letras a), b), c) y d) definidas en el apartado anterior, estará limitado al precio de equilibrio de la subasta (prima) de dicho contrato, previa aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma coordinada con su homólogo portugués

23. Garantías

1. OMIClear, como contraparte central, es la entidad responsable del procedimiento de gestión de garantías, de acuerdo a lo establecido en las reglas de la subasta.

2. Los titulares de contratos, bien por haber resultado adjudicatarios de las subastas o bien por su participación en el mercado secundario, deben disponer de garantías suficientes para la liquidación de los contratos de los que son titulares. El importe de la garantía que debe ser mantenida en depósito por dichos sujetos será calculada y actualizada por OMIClear, de acuerdo al procedimiento establecido en las reglas de la subasta.

3. El Operador del Sistema Eléctrico español, actuando en el ámbito del mecanismo coordinado para la gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal regulado en la presente Circular, será responsable de depositar las garantías exigidas para la liquidación de los contratos de los que haya resultado adjudicatario como vendedor, de acuerdo a lo establecido en el apartado 22 de la presente Circular y en las reglas de la subasta.

24. Mercado secundario

El titular de contratos financieros para un horizonte temporal, bien por adjudicación a través de las subastas o bien por participación en el mercado secundario, podrá transferir dichos contratos, previa notificación a OMIClear, cumpliendo las condiciones que se especifiquen en las reglas de la subasta.

CAPÍTULO III

Interconexión entre España y Francia

25. Principios que regirán el mecanismo de asignación de capacidad y la resolución de las posibles congestiones en la interconexión España-Francia

Sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria única de la presente Circular, los principios que regirán el mecanismo de asignación de capacidad y la

resolución de las posibles congestiones en la interconexión España-Francia, serán los siguientes:

1. La asignación de capacidad y resolución de las congestiones en la interconexión España-Francia se realizará a través de un mecanismo compuesto de dos procesos complementarios.

En horizontes de largo plazo, la gestión estará basada en la asignación de derechos de capacidad mediante subastas explícitas en diferentes horizontes temporales, proceso que será gestionado por el Operador del Sistema Eléctrico español, de forma coordinada con el Operador del Sistema Eléctrico francés, o tercera parte habilitada por éstos.

En horizonte diario, la gestión de congestiones se realizará mediante un mecanismo de acoplamiento de mercados, mecanismo que será gestionado por el Operador del Mercado de forma coordinada con los operadores de los mercados europeos acoplados con el Mercado Ibérico.

En horizonte intradiario, la gestión de congestiones en estas interconexiones internacionales se realizará mediante un mecanismo de subastas explícitas, mecanismo que será gestionado por el Operador del Sistema de forma coordinada con el Operador del Sistema francés, o tercera parte habilitada por éstos, en el ámbito de los Sistemas Eléctricos respectivos.

2. Adicionalmente, ante situaciones en las que no sea posible el acoplamiento previsto de los mercados, podrán celebrarse subastas explícitas de emergencia para la asignación de la capacidad de la interconexión España-Francia.

3. Con anterioridad a cada una de las sesiones de subastas explícitas para la adjudicación de derechos de uso de la capacidad de intercambio, el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, publicará la capacidad de intercambio de exportación e importación disponibles para su adjudicación en dicha sesión. Del mismo modo, el Operador del Sistema hará públicas las capacidades comerciales de intercambio máximas previstas para cada sentido de flujo de energía en la interconexión en cada período de programación.

El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, con una antelación de una semana, la capacidad máxima de importación y exportación con Francia para cada período de programación del mercado de producción organizado.

Asimismo, el Operador del Sistema publicará, también en colaboración con su homólogo francés, los volúmenes y precios resultantes de los procesos de subastas explícitas de capacidad establecidos en los siguientes apartados del presente capítulo.

26. Mecanismo de subastas explícitas

El mecanismo de subastas explícitas respetará los siguientes principios:

1. Los ámbitos temporales de las subastas no podrán exceder de un año. La distribución de la capacidad de intercambio entre los diferentes procesos y ámbitos temporales evitará 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.

2. El Operador del Sistema español, en coordinación con su homólogo francés, o una tercera parte habilitada por éstos, asignarán derechos de uso de la capacidad de intercambio para cada sentido de flujo de energía en la interconexión, en función de los precios ofertados, comenzando la asignación por la oferta de precio más elevado y continuando hasta agotar la capacidad disponible para esa subasta. La asignación de derechos de uso de capacidad de intercambio 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 los diferentes horizontes temporales y sentido de flujo de energía. No existirá pago por la asignación de capacidad en aquellos casos en los que el total de solicitudes no llegue a alcanzar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo de energía.

3. La capacidad adquirida podrá ser puesta a la venta en subastas explícitas posteriores por los sujetos adjudicatarios, transferida a terceros mediante acuerdo bilateral, debiendo notificarse el cambio de titularidad de los derechos, o bien se podrá no utilizar dicha capacidad en cuyo caso será ofrecida al proceso de Acoplamiento de Mercados, y todo ello en la forma y plazos que se establezcan.

4. La utilización de la capacidad asignada en las subastas explícitas será notificada por los sujetos adjudicatarios a los Operadores del Sistema con anterioridad a la correspondiente sesión del Mercado Diario de producción, dando lugar así a la existencia de una transacción firme.

5. El Operador del Sistema español verificará, en coordinación con su homólogo francés, o una tercera parte habilitada por éstos, que los sujetos que notifiquen la utilización de derechos físicos de capacidad disponen de garantías suficientes, de acuerdo a la legislación vigente en su respectivo Sistema, para hacer frente a los desvíos que pudiera ocasionar la energía asociada a dichos derechos. El incumplimiento de dichos requisitos llevará asociado la no aceptación de dicha transacción.

6. El Operador del Sistema verificará, en coordinación con su homólogo francés, o tercera parte habilitada por éstos, que los sujetos que participan en el sistema de subastas disponen de garantías suficientes para hacer frente a todos los pagos pendientes, incluidos los correspondientes a la capacidad ofertada en una determinada subasta explícita.

27. Mecanismo de acoplamiento de los mercados

El mecanismo de acoplamiento de los mercados respetará los siguientes principios:

1. Antes de cada sesión del mercado diario, el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo francés, pondrá a disposición de los Operadores de los Mercados 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. Este valor de capacidad será establecido por el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo francés, teniendo en cuenta la capacidad correspondiente a los derechos físicos de capacidad cuyo uso se haya hecho efectivo, en su caso, mediante la programación de transacciones firmes, así como la superposición de transacciones firmes en ambos sentidos de flujo de energía de la interconexión.

2. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado los derechos de capacidad de las subastas explícitas cuyo uso se haya hecho efectivo para su consideración en el proceso de casación de las sesiones del mercado diario e intradiario.

3. El Operador del Mercado, en coordinación con su homólogo francés, tendrá en cuenta a la hora de realizar la casación del Mercado Diario la capacidad de intercambio disponible en las distintas interconexiones, calculadas de forma coordinada por los Operadores del Sistema que comparten la respectiva interconexión, y comunicadas de acuerdo con el apartado 27.1 de esta Circular, garantizando 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.

4. 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.

5. La liquidación del Mercado Diario de producción en la zona española y del mercado organizado de Francia resultante de la casación de ofertas, tras la aplicación del proceso de acoplamiento de mercados, dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre los dos mercados que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el

proceso de acoplamiento de mercados. Estos ingresos se denominan «renta de la congestión».

A este respecto no se tendrá en cuenta la capacidad utilizada por los titulares de derechos físicos de capacidad cuyo uso haya sido programado por los Operadores del Sistema con anterioridad a la correspondiente sesión del mercado, ni la capacidad asignada en subastas explícitas que no haya sido utilizada conforme a lo establecido en el apartado 26.4. El Operador del Sistema gestionará estos ingresos conforme a lo especificado en el apartado 27.7.

6. El Operador del Mercado en colaboración con su homólogo francés, o tercera parte habilitada por éste, gestionará la liquidación de los intercambios derivados del acoplamiento de mercados para la interconexión Francia-España.

7. 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 los Operadores del Mercado ibérico y francés. Ambos Operadores del mercado, Ibérico y francés, o tercera parte habilitada por éstos, se harán cargo al 50% del coste de la financiación requerida para hacer frente a los pagos entre los correspondientes Sistemas. 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 las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al Sistema Eléctrico español.

28. Horizonte intradiario

La capacidad libre tras el proceso de acoplamiento de mercados en el horizonte diario será ofrecida en posteriores procesos de asignación de capacidad intradiaria. A estos efectos, el Operador del Sistema español, en coordinación con su homólogo francés, establecerá un sistema de subastas explícitas en horizonte intradiario, al objeto de maximizar la utilización de la capacidad de intercambio.

Para ello, podrán participar en el mercado diario e intradiario, en las condiciones establecidas en las reglas del Mercado Diario e Intradiario, los agentes que adquieran derechos de capacidad en las subastas explícitas gestionadas por el Operador del Sistema.

29. Reducción de la capacidad de intercambio

Las actuaciones a llevar a cabo en caso de reducción de la capacidad de intercambio con respecto a la inicialmente prevista, serán desarrolladas de acuerdo con los siguientes principios:

1. Si la capacidad de intercambio queda reducida con anterioridad a la hora límite de firmeza de la capacidad a largo plazo que se establezca en las normas de desarrollo de ambos sistemas, el Operador del Sistema, en colaboración con el Operador del Sistema eléctrico francés procederá a la publicación de los nuevos valores de capacidad de intercambio y, una vez finalizado el plazo de notificación de uso, procederá, cuando así sea necesario, a un reparto mediante prorrata de la capacidad disponible entre los titulares de derechos de capacidad cuya utilización se notifique. Salvo en caso de fuerza mayor, el titular de los derechos de uso de la capacidad de intercambio que resulten reducidos recibirá una compensación económica por esta reducción de los derechos de uso de capacidad, valorada en base a la diferencia positiva existente entre el precio del mercado de destino y el precio del mercado origen de la energía cuya circulación permitían los citados derechos.

2. Si la reducción de capacidad de intercambio tiene lugar con posterioridad a la hora límite de firmeza para las capacidades asignadas en horizonte de largo plazo, la capacidad nominada tendrá la consideración de firme y será garantizada mediante

acciones coordinadas de balance, aplicadas por el Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Sistema eléctrico francés, utilizando para ello los respectivos servicios de ajuste.

3. Si la reducción de capacidad tiene lugar con posterioridad a la hora límite de firmeza que se establezca para las capacidades asignadas en horizonte de largo plazo, establecida de común acuerdo en los dos sistemas eléctricos que comparten esta interconexión, pero antes de la comunicación por el Operador del Sistema de la capacidad ofrecida para el acoplamiento de los mercados diarios, toda aquella capacidad asignada en horizonte de largo plazo no nominada y que exceda el volumen de capacidad de intercambio ofrecido en ese mismo sentido de flujo para el acoplamiento de los mercados diarios, será considerada como capacidad reducida y los sujetos titulares de la misma tendrán derecho a la percepción de una compensación equivalente a la establecida en el apartado 29.1.

30. Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en la interconexión entre España y Francia

1. El Operador del Mercado, en colaboración con su homólogo francés, o tercera parte habilitada por éste, de forma coordinada en el ámbito de los Sistemas Eléctricos respectivos, repartirán las rentas de congestión derivadas del proceso de acoplamiento de los mercados correspondientes a la interconexión Francia-España, al 50 % entre el Sistema Eléctrico español y el Sistema Eléctrico francés.

2. Los ingresos netos obtenidos por los Operadores del Sistema derivados de las subastas explícitas de capacidad se destinarán en primer lugar a la compensación de los derechos de uso de la capacidad de intercambio perdidos, en caso de reducción de capacidad. Los ingresos restantes se distribuirán al 50 % entre los dos Sistemas interconectados.

3. El saldo resultante se incluirá como ingreso en el cálculo de los peajes de acceso y estará sometido al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del Sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

CAPÍTULO IV

Interconexiones internacionales no intracomunitarias

31. Principios que regirán el mecanismo de asignación de capacidad y la resolución de las posibles congestiones con Marruecos

La gestión de la capacidad de intercambio en las interconexiones no intracomunitarias, se realizará mediante la aplicación del siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, con una antelación de una semana, 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. 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.

4. Con anterioridad al cierre del mercado diario, y en función del volumen total de energía contemplado en las comunicaciones recibidas de ejecución de contratos bilaterales físicos a través de dicha interconexión, el Operador del Sistema determinará el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado, el valor máximo de capacidad disponible para el saldo de las 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.

5. En el proceso de casación de ofertas del mercado de producción se procederá a la asignación de las ofertas mediante el algoritmo de casación, atendiendo en cada periodo de programación al orden de mérito de las ofertas presentadas en dicha sesión de mercado, 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. En caso de identificarse una congestión en la interconexión en el proceso de casación, el precio en la zona española de oferta al mercado y el precio de la última oferta casada en cada interconexión internacional no intracomunitaria, podrán ser diferentes generándose la correspondiente renta de congestión.

6. 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, en su caso, en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las comunicaciones recibidas por el Operador del Sistema de ejecución de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, cuando éstas 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.

7. 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.

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 aquélla 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.

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.

32. Mecanismo de asignación de capacidad con Andorra

La gestión de la capacidad de intercambio se realizará considerando el sistema andorrano como parte integrada en la zona de precio española.

33. 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, se integrarán como ingresos para el cálculo de las tarifas de acceso y estarán sometidos al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del Sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

CAPÍTULO V

Aplicación de acciones coordinadas de balance

34. Acción coordinada de balance

1. Se identificará una situación de congestión en tiempo real en una interconexión intracomunitaria, en un cierto sentido de flujo, cuando el valor de capacidad de intercambio resulte ser inferior al programa global de intercambio de energía entre ambos sistemas eléctricos resultante de la programación prevista.

Para resolver este tipo de congestiones identificadas en tiempo real, se aplicará el mecanismo de solución de congestiones de acción coordinada de balance.

2. Para la aplicación de esta acción, los Operadores del sistema establecerán de forma coordinada un nuevo programa de intercambio en la interconexión entre ambos sistemas, superpuesto a los programas de intercambio existentes, y de la magnitud y sentido apropiados de manera que el saldo neto global de los programas de intercambio entre ambos sistemas eléctricos respete el valor de la capacidad de intercambio existente garantizando la resolución de la situación de congestión identificada en la interconexión en tiempo real.

Tras la programación efectiva de dicha acción coordinada de balance, cada sistema gestionará, según sea necesario, sus mecanismos de balance, teniendo en cuenta las necesidades globales de cada sistema para así hacer frente a la nueva situación.

35. Criterios de aplicación de las acciones coordinadas de balance

Los criterios de aplicación del mecanismo descrito en el apartado 34 serán los siguientes:

1. Se aplicará de forma coordinada por los operadores de los Sistemas a ambos lados de la frontera.
2. Se aplicará bajo criterios de no discriminación y máxima transparencia.
3. Se aplicará sólo cuando la congestión no pueda ser aliviada por otros métodos, tales como la adopción de común acuerdo de medidas topológicas.
4. Se aplicará por el tiempo mínimo imprescindible para aliviar la congestión.

36. Costes de las acciones coordinadas de balance

Los costes de los desvíos respecto a programa asociados a la programación de Acciones Coordinadas de Balance entre sistemas serán asumidos por cada sistema de forma independiente, pudiendo establecerse además de común acuerdo, y previa conformidad de esta Comisión, las compensaciones que correspondan entre los respectivos sistemas eléctricos.

Los costes que, en su caso, correspondan al Sistema español se sufragarán con cargo a los ingresos derivados de los procesos de subastas explícitas y de las rentas de congestión.

37. Actuación en caso de fuerza mayor

1. Se define fuerza mayor como aquel evento imprevisible o situación que quede fuera del control de los Operadores del Sistema, que no pudiera ser evitada o superada con una diligencia razonable a través de medidas que sean técnica, financiera o económicamente posibles, y que suponga para los sujetos afectados la imposibilidad de cumplir, de forma temporal o permanente, las obligaciones derivadas de la aplicación de esta Circular. El evento deberá ser objetivamente verificable.

2. El Operador del Sistema Eléctrico español, de forma coordinada con otros Operadores del Sistema afectados, declarará las situaciones de fuerza mayor y las justificará debidamente a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 22.5.

3. En caso de fuerza mayor, cuando no sea viable la aplicación del mecanismo descrito en el apartado 34, no será posible garantizar la ejecución efectiva de los programas de intercambio de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación, ejecución que llevaría asociado un nivel de intercambio entre Sistemas no compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en dichos Sistemas Eléctricos.

4. En este caso de fuerza mayor, los programas de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación podrán ser reducidos con respecto al valor programado. Dichas reducciones se efectuarán por el valor mínimo necesario para aliviar la congestión en la interconexión, y se aplicarán de forma complementaria con las establecidas para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia en el correspondiente Sistema Eléctrico.

Disposición adicional única. *Desarrollo de la presente Circular.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollará mediante Resolución, a propuesta del Operador del Sistema, los siguientes aspectos:

1. Las reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España, necesarias para la ejecución del capítulo III de esta Circular.
2. El procedimiento para los intercambios de servicios de equilibrio entre Sistemas Eléctricos, necesario para la ejecución del apartado 6 de esta Circular.

Dichas resoluciones se publicarán en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición transitoria única. *Proceso transitorio para la interconexión con Francia.*

Hasta el momento en que se produzca la entrada en vigor del acoplamiento de mercados previsto en el apartado 25.1 para el horizonte diario, la capacidad en la interconexión entre Francia y España, utilizable en el proceso de acoplamiento de los mercados diarios será nula. Durante este periodo transitorio los Operadores de los Sistemas llevarán a cabo subastas explícitas de capacidad diarias, en las condiciones establecidas en el apartado 26 de esta Circular para otros horizontes temporales.

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, 12 de marzo de 2014.–El Presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, José María Marín Quemada.