

I. DISPOSICIONES GENERALES**MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO**

- 4991** *Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-7.3 Regulación terciaria, P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.-14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, para la implantación de los intercambios transfronterizos de energías de balance.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 3.10, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, la de regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del sistema, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

Por su parte, el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la citada Comisión.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, determina en su disposición adicional undécima que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental, mencionadas en el párrafo anterior, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta previsión se encontraba contenida con anterioridad en la disposición adicional tercera del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, derogado por el citado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Al amparo tanto de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad como del Reglamento Europeo (CE) n.º 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, se vienen desarrollando iniciativas regionales como paso previo al establecimiento de un mercado interior de electricidad a nivel europeo.

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 de mercado y de los sujetos de los tres países.

Uno de los aspectos desarrollados es el proyecto relativo al diseño e implantación de un mecanismo que permita el intercambio de servicios de balance transfronterizos, orientados a mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, y a garantizar una potencia disponible para los Operadores del Sistema para equilibrar los Sistemas en tiempo real.

En este ámbito, Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, remitió a la Secretaría de Estado de Energía con fecha 19 de diciembre de 2013 propuesta de un nuevo procedimiento de operación relativo al procedimiento de intercambio transfronterizo de energías de balance y propuestas de adaptación de tres procedimientos de operación

necesarias para el inicio de aplicación del nuevo mecanismo, en concreto, de los procedimientos P.O.–7.3 regulación terciaria, P.O.–14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.–14.6 liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado. Esta propuesta se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

La citada propuesta fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la emisión de informe en virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Asimismo, el trámite de audiencia ha sido realizado por dicha Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, regula en su artículo 7.1 la aprobación por la citada Comisión tanto de 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, como 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.

La disposición transitoria cuarta y disposición derogatoria única de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, contemplan los aspectos necesarios para adecuar el marco normativo a las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativas a la metodología de acceso a las infraestructuras transfronterizas, y procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en las interconexiones internacionales.

Vista la 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.

Visto el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la propuesta de procedimientos de operación para la implantación de un mecanismo transfronterizo de intercambio de energías de balance, de fecha 18 de marzo de 2014.

En el citado informe se señala, respecto a las modificaciones propuestas para el procedimiento de operación P.O.–14.4, entre otros aspectos, lo siguiente: «esta Comisión considera adecuada la propuesta, aunque se aconseja, para mayor claridad, revisar a la vez el apartado 6.1 del procedimiento de operación 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”, en el sentido de incluir junto a la energía redespachada las limitaciones de programa como base de la liquidación de la provisión del servicio».

Vista la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de fecha 25 de marzo de 2014 por la que se aprueba el Procedimiento de Intercambio Transfronterizo de Energías de Balance.

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación del Sistema P.O.–7.3 regulación terciaria, P.O.–14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.–14.6 liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, que se insertan a continuación.

Segundo.

Modificar el apartado 6.1 del procedimiento de operación del sistema P.O.–3.2 Solución de restricciones técnicas, aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–3.1, P.O.–3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET, que queda redactado como sigue:

«6.1 Liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas: La liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos, aplicados en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.»

Tercero.

La presente resolución surtirá efectos desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», y será de aplicación para la realización de los intercambios transfronterizos de energías de balance que se ejecuten a partir de las doce horas del día 3 de junio de 2014.

Cuarto.

A partir de la fecha en que resulte de aplicación la presente resolución quedan sin efecto los procedimientos de operación del Sistema P.O.–7.3 regulación terciaria, aprobado por la Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, el P.O.–14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.–3.1; P.O.–3.2; P.O.–9 y P.O.–14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, y el P.O.–14.6 liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, aprobado por Resolución de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia.

Madrid, 8 de mayo de 2014.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

ÍNDICE DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- P.O.–7.3 Regulación terciaria.
- P.O.–14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O.–14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado.

P.O. 7.3 «Regulación terciaria»

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción y de consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

3. Definiciones.

3.1 Regulación terciaria.—La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria.—A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel global del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación que obtengan la correspondiente habilitación del Operador del Sistema, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

4.1 Habilitación de unidades para la prestación del servicio.—Las instalaciones de producción interesadas deben cumplir los siguientes requisitos para obtener la habilitación:

- Inscripción en la sección del RAIPEE correspondiente.
- Solicitud de participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.
- Integración de la instalación de producción en un centro de control.
- Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.
- En el caso de instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración o residuos de carácter gestionable para las que sea requerido de acuerdo a lo previsto en la normativa, se deberá presentar la correspondiente

resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que autorice la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

- Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.
- Resultado satisfactorio del análisis del OS de la información especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS presentada al efecto por el sujeto titular de la instalación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de producción, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

El OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, la calidad del servicio prestado no cumpla de forma reiterada con los requisitos exigidos o no reciba la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema.

5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria.

El Operador del Sistema establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos titulares deberán poner a disposición del Operador del Sistema la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos titulares de unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto titular al Operador del Sistema, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el Operador del Sistema detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos

necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento por el que se establece la solución de las restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por el órgano de la Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes períodos. La limitación abarcará, como mínimo, un período de programación siendo anulada la oferta en los períodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos titulares de las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

- Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el Mercado Intradiario (MI) o en el mercado de gestión de desvíos.
- Disponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará 60 minutos antes del inicio de cada período de programación, salvo en aquellos casos en los que el operador del sistema comunique a los sujetos, a través del sistema de información del operador del sistema, una prolongación de este período de actualización de ofertas, prolongación que en cualquier caso deberá contemplar un margen de, al menos, 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente.

8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

- El Operador del Sistema asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
- En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
- Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.

- La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto período de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el Operador del Sistema, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración final como reclamación formal.

El Operador del Sistema gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el Operador del Sistema, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

10. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio.—Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el período de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el Operador del Sistema haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El Operador del Sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria.–La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

11. Control del cumplimiento del servicio asignado.

El Operador del Sistema comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY}, de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN}, de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

Las ofertas presentadas por los sujetos titulares de las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos períodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo período de programación.

1. Validación de los bloques de oferta.

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De

esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto titular de la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso, y que abarquen todos los períodos de programación del día siguiente.

Cada oferta deberá respetar las limitaciones de valor máximo y mínimo de oferta establecidas y publicadas en su caso, por el Operador del Sistema, previa conformidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las ofertas de banda de potencia fuera de este intervalo serán rechazadas.

Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por el órgano de la Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En el caso de unidades de programación que integren energía de instalaciones pertenecientes al régimen especial, en cada uno de los períodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen debe ser igual o superior a 5 MW.

Si uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

- No violación de límites por seguridad.
- No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto titular de la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el Operador del Sistema, tras comunicación previa del sujeto titular de dicha unidad de programación).
 - No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).
 - No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.
 - Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación.

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.

El proceso de asignación abarca un determinado período de programación.

Admite asignaciones de duración inferior a un período de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el operador, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el operador no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.

Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada período de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.

No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).

Ordenación de la escalera por precio de oferta:

El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan por orden de llegada de los ficheros de oferta.

Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.

El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.

Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de

ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir ó a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1 y en los Procedimientos de Operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones por garantía de suministro establecidas en el P.O. 3.10.
- b. La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.
- c. La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el Procedimiento de Operación 3.3.
- d. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.
- e. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.3.
- f. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

3. Criterios generales.

3.1 Criterio de signos.—El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.
- b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.
- c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.
- d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes.—Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas.—Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término «PMD» en las fórmulas de este Procedimiento de Operación significa Precio del Mercado Diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos.—En este procedimiento el término *consumidor directo* se refiere a Consumidor Directo en Mercado.

Unidad de programación de comercialización se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

Unidad de programación de consumidor directo se refiere a la unidad de programación de consumidores directos para compra de energía para su consumo en la península.

Unidad de adquisición para demanda se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

4. Restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del PBF.

4.1 Modificaciones del PBF por garantía de suministro y por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 Oferta simple.—La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b}$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u .

4.1.1.2 Oferta compleja.—La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja.

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \min(\text{IMPPVP}_u, \text{IMPPHF}_u) / \sum_h \text{ERPVPVOC}_{u,h}$$

Siendo IMPPVP_u e IMPPHF_u los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el PVP y al PHF respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$\text{IMPPVP}_u = \text{NAF}_{u,pvp} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,pvp} \times \text{PAC}_u + \text{NHES}_{u,pvp} \times \text{PHC}_u + \text{ERPVP}_u \times \text{PEC}_u$$

donde:

- $\text{NAF}_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PVP.
- PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
- $\text{NAC}_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PVP.
- PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
- $\text{NHES}_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.
- PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
- ERPVP_u = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.
- PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$\text{IMPPHF}_u = \text{NAF}_{u,phf} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,phf} \times \text{PAC}_u + \text{NHR}_{u,phf} \times \text{PHC}_u + \text{PHF}_{u,phf} \times \text{PEC}_u - \text{IMDCBMI}$$

donde:

- $\text{NAF}_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHF.
- PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
- $\text{NAC}_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHF.
- PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
- $\text{NHR}_{u,phf}$ = Número de horas diarias con PHF mayor que cero.
- PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
- $\text{PHF}_{u,phf}$ = Energía diaria del PHF en el día.
- PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.
- IMDCBMI_u = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PBF, y del saldo diario de las sesiones del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PBF y de las restricciones del mercado intradiario.

Si $\text{IMDCBMI} < 0$ entonces $\text{IMDCBMI} = 0$.

Si $\text{IMPPHF}_u < 0$, entonces $\text{IMPPHF}_u = 0$.

Se considera que existe un arranque programado en PHF en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHF. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHF es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.—La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

4.1.2 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

4.1.2.1 Transacción del mercado diario.—La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación correspondientes a transacciones del mercado diario, se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de compra u .

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física.—La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación de la transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

4.1.3.1 Transacción del mercado diario.—La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones del mercado diario se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPV_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPV_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de venta u .

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo.—La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPCBN_{u,cb} = ERPVPCBN_{u,cb} \times PMD$$

donde:

$ERPVP_{u,cb}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad u por el contrato bilateral cb .

4.1.3.3 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación.—La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.—Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$OPEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \quad \text{si } PMEDPVPS_u > PMD$$

$$DCEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMD - PMEDPVPS_u) \quad \text{si } PMD > PMEDPVPS_u$$

donde:

$EINCPVP_u$ = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$PMEDPVPS_u$ = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad u .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$EINCPVP_u = \text{MAX} [- ERPVP_u, \text{MIN} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

$\text{MEDRTR} = \text{MBC}$, si $\text{RTR} \geq 0$ o si $\text{PVP} \leq \text{PHF} + \text{TG}$.

$\text{MEDRTR} = \text{MAX}(\text{PBF}, \text{MBC}) + \text{MIN} [\text{PVP} - (\text{PHF} + \text{TG}), - \text{RTR}]$ si $\text{RTR} < 0$ y $\text{PVP} \geq \text{PHF} + \text{TG}$.

MEDRTR : medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

MBC: medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2.

TG: suma de energía de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real.

RTR: suma de energía de restricciones en tiempo real.

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional.—La energía retirada del Programa Base de Funcionamiento a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.1.6 Restricciones por garantía de suministro.

4.1.6.1 Energía programada en PBF.—En el caso de que una de las unidades de programación de las que quedan obligadas a participar en el proceso de la resolución de restricciones por garantía de suministro como unidades vendedoras haya sido programada en el PBF, habiendo ofertado en el mercado diario de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.1 del Anexo II del Real Decreto 134/2010, y siempre que no se haya alcanzado el volumen máximo de producción programado en el año natural, se asignará a la unidad u un derecho de cobro ó una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

Si $PSGS_u > PMD$:

$$DCEPBFSGS_u = EPBFSGS_u \times (PSGS_u - PMD)$$

Si $PSGS_u < PMD$:

$$OPEPBFSGS_u = EPBFSGS_u \times (PSGS_u - PMD)$$

donde:

$EPBFSGS_u$ = Energía programada en el programa base de funcionamiento a la unidad u, siendo ésta una de las obligadas a participar en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro, habiendo ofertado en el mercado diario de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.1 del anexo II del Real Decreto 134/2010, y que no supera el valor de energía del plan de funcionamiento actualizado publicado, $EPFGS_u$, por el operador del sistema.

$EPBFSGS_u$ = $\text{MIN}(PBF_u, EPFGS_u)$

$PSGS_u$ = Precio horario de la unidad u, correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central con los decimales que, en su caso, se fijan normativamente en euros/MWh.

4.1.6.2 Energía programada para la resolución de restricciones por garantía de suministro en el PBF.—La asignación de energía a subir para solución de restricciones por garantía de suministro dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCESGS_u = ESGS_u \times PSGS_u$$

donde:

$ESGS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

$PSGS_u$ = Precio horario de la unidad u, correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central.

4.1.6.3 Obligación de pago por incumplimiento de producción de la energía programada por garantía de suministro.—En el caso de que en todas las horas del día con energía programada por garantía de suministro, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada, se mantendrán los derechos de cobro calculados según el apartado anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por garantía de suministro en el PVP, se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCGS}_u = \text{EINCGS}_u \times (\text{PSGS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PSGS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCGS}_u = \text{EINCGS}_u \times (\text{PSGS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PMD} > \text{PSGS}_u$$

donde:

EINCGS_u = Energía incumplida a subir por garantía de suministro de la unidad u .

$$\text{EINCGS}_u = \text{MIN} (0, \text{MBC}_u - \text{EPVPGS}_u)$$

PSGS_u = Precio horario de la unidad u , correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central.

MBC_u = Producción medida en barras de central de la unidad u .

$\text{EPVPGS}_u = (\text{EPBFGS}_u + \text{ESGS}_u)$.

EPBFGS_u = Energía programada en el programa base de funcionamiento a la unidad u con derechos de cobro u obligaciones de pago anotados según el apartado 4.1.6.1.

ESGS_u = Energía programada a subir a la unidad u en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

4.1.6.4 Incremento neto de energía gestionada en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario.—Durante el periodo de aplicación de la Disposición final quinta de RD 1634/2011, desde el 8 de diciembre hasta el 31 de diciembre de 2011 ambos inclusive, se anotará un derecho de cobro u obligación de pago al incremento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, producido de forma efectiva, y que no supere el plan de funcionamiento actualizado diario.

Esta energía se valorará a un precio igual a la diferencia entre el coste unitario de generación y el precio medio resultante de todas sus transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, resultando:

$$\text{DCEGSP48u} = \text{ESGSP48u} \times (\text{PSGSu} - \text{PGSP48u}) \quad \text{Si } \text{PSGSu} > \text{PGSP48u}$$

$$\text{OPEGSP48u} = \text{ESGSP48u} \times (\text{PSGSu} - \text{PGSP48u}) \quad \text{Si } \text{PSGSu} < \text{PGSP48u}$$

donde:

DCEGSP48u = Derecho de cobro por el aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

OPEGSP48u = Obligación de pago por el aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

ESGSP48u = Aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, con derecho a la percepción del coste unitario regulado, producido de forma efectiva, y que no supera el plan de funcionamiento actualizado diario.

PSGSP48u = Precio medio horario de la unidad u, resultante de todas las transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

El aumento neto de programa, ESGSP48u, se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{ESGSP48u} = \text{MIN} [\text{MAX}(0, (\text{EPFGSu} - \text{PVPu})), \text{MAX}(0, \text{TERGDVMIu}), \text{MAX}(0, (\text{MBCu} - \text{PVPu}))]$$

Por tanto, $\text{ESGSP48u} > 0$ si se cumple:

$\text{SUM}(\text{MBCu}) > \text{SUM}(\text{PVPu})$ y $\text{SUM}(\text{EPFGSu}) > \text{SUM}(\text{PVPu})$ y $\text{TERGDVMIu} > 0$
y $\text{ESGSP48u} = 0$ si se cumple:

$$\text{SUM}(\text{MBCu}) \leq \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ ó } \text{SUM}(\text{EPFGSu}) \leq \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ ó } \text{TERGDVMIu} \leq 0$$

donde:

TERGDVMIu = Saldo neto de las transacciones en el mercado intradiario, mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria.

MBCu = Medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2.

EPFGSu = Energía del plan diario de funcionamiento publicado.

PVPu = Energía programada en el Programa Viable Provisional, tras el resultado de las restricciones técnicas y las restricciones por garantía de suministro.

El precio medio horario de la unidad u, resultante de todas las transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario se calcula según la fórmula siguiente para valores positivos de TERGDVMIu:

$$\text{PSGSP48u} = (\text{EPRDS}_{u,s} \times \text{PMPRDS}_{s,+} + \text{EPRDB}_{u,s} \times \text{PMPRDB}_{s,+} + \text{ETERS}_{u,s} \times \text{PMTERS}_{s,+} + \text{ETERB}_{u,s} \times \text{PMTERB}_{s,+} + \sum_s (\text{EMIS}_{u,s} \times \text{PMI}_{s,+} + \text{EMIB}_{u,s} \times \text{PMIBGS}_{s,+})) / \text{TERGDVMIu}$$

Siendo los términos de precio y energía los siguientes:

PMIs = Precio de la sesión s del mercado intradiario.

PMIBGS_s = $\min(\text{PMI}_{s,+}, \text{PSGS}_{u,s})$ Este precio aplica en caso de recompra en el mercado intradiario de modo que si el precio de recompra es superior al coste unitario de generación establecido para cada central, no se reconoce dicho ingreso.

EMIS_{u,s} = Energía programada a subir en la sesión s del mercado intradiario.

EMIB_{u,s} = Energía programada a bajar en la sesión s del mercado intradiario.

El resto de los términos se definen en los apartados de este procedimiento de operación relativos a la gestión de desvíos y la regulación terciaria.

Si el precio anterior es negativo con energía, ESGSP48u, positiva, se incorporará en la fórmula del derecho de cobro DCEGSP48u con su signo negativo.

4.2 Reequilibrio generación-demanda.—La energía asignada a bajar, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de venta de energía correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

La energía asignada a subir, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, exportación) correspondiente a contratos bilaterales cuya generación ha sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.1.1 Con oferta simple presentada.—La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición.—La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible.

4.2.1.2.2 Unidades de venta.—La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.2.1 Con oferta simple presentada.—La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOOSB}_{u,b} = \text{ERECOOSB}_{u,b} \times \text{POECOB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOB}_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición.—La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOMERB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2.2.2 Unidades de venta.—La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

4.2.3 Energía programada a bajar para resolución de los desequilibrios entre generación y demanda tras la resolución de restricciones por garantía de suministro.—La asignación de energía programada a bajar dará lugar a una obligación de pago al precio del mercado diario:

$$\text{OPEBGS}_u = \text{EBGS}_u \times \text{PMD}$$

donde:

EBGS_u = Energía programada a bajar para resolver los desequilibrios entre generación y demanda tras la resolución de restricciones por garantía de suministro. Este valor es negativo.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF.—El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBCua / \sum_{ua} MBCua$$

4.4 Saldo económico de restricciones por garantía de suministro.—El saldo económico de las restricciones por garantía de suministro se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.6 y 4.2.3.

Este saldo será sufragado con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes de su retribución antes de su liquidación a la Comisión Nacional de la Energía. El saldo restante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997.

5. Banda de regulación secundaria.

5.1 Banda de regulación secundaria.—La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times P_{MBAN}$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

P_{MBAN} = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».—El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_{z \times} PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_{z/TRCP}$$

donde:

- PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
 KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNE. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.
 KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.
 RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.
 RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.
 $TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.
 TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.—La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

- PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
 KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.
 $RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.
 $RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.—El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

- PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
 KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBNz$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria.—El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBANua = CFBAN \times MBCua / \sum ua MBCua$$

6. Restricciones técnicas del mercado intradiario.

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior.—La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u calculada según la fórmula siguiente:

$$OPRTMI_{u,s} = ERVMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERVMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior.—La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRTMI_{u,s} = ERCMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERCMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

7. Restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria.—La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRT_{u,b} = ETRTS_{u,b} \times POTERS_{u,b}$$

donde:

$ETRTS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POTERS_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b .

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF.—La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.2.1 Oferta simple.—El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b}$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

7.1.2.2 Oferta compleja.—Los derechos de cobro o, en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCELTRROC_u$$

Donde:

$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$

$DCELTRROC_u = \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u) \times (POCHORA_u - PMI_u)$

Si el importe de $DCELTRROC_u$ es negativo se anotará obligación de pago.

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$ELTROCS_u$ = Energía limitada en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

PHF_u = Energía del último programa horario final de la unidad u .

PMI_u = Precio medio de la energía del programa horario final de la unidad u en la hora obtenido por su participación en el mercado intradiario.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía limitada en la hora h , calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HLIM \times PHC_u + PEC_u \times ENELIM) / ENELIM$$

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.
 PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
 NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.
 PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
 $HLIM$ = Horas con energía limitada a la unidad u por restricciones en tiempo real.
 PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
 PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.
 $ENELIM$ = Energía con limitación a bajar por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja.

$$ENELIM = ERTROCS_u + \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u)$$

El operador del sistema publicará el precio horario medio de liquidación de la energía limitada por restricciones en tiempo real con oferta compleja del conjunto de productores y el coeficiente diario resultante de dividir la energía total producida en el día entre la energía total limitada.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.—El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.—Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía limitada descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLTR_u = EINCLTRS_u \times (PORHORA_u - PMD)$$

donde:

$EINCLTRS_u$ = Energía incumplida de limitaciones por restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLTRS}_u = \text{Max} (- \text{ELTRORS}_u, \min (0, \text{MBCu} - \max(\text{ELTRORS}_u + \text{TGB}, 0))$$

Donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 13.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

ELTRORS_u = energía limitada a bajar en la hora a la unidad *u* por restricciones en tiempo real.

PORHORA_u = Precio medio de la energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real.

$$\text{PORHORA}_u = (\text{POCHORA}_u \times \text{ENELIM} + \sum_{b,of} (\text{ERTR}_{u,b,of} \times \text{POTR}_{u,b,of})) / (\text{ENELIM} + \sum_p \text{ERTR}_{p,u,b})$$

Donde:

ERTR_{u,b,of} = energía a subir por restricciones técnicas en tiempo real asignada al bloque *b* de la unidad *u* para el tipo de oferta *of* (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

POTR_{u,b,of} = precio por restricciones técnicas en tiempo real a subir que aplica a cada bloque *b* de energía asignada de la unidad *u* para el tipo de oferta *of* (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar.

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria.—La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a una obligación de pago a la unidad *u* por cada bloque de energía *b* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRT}_{u,b} = \text{ERTRTB}_{u,b} \times \text{POTERB}_{u,b}$$

donde:

ERTRTB_{u,b} = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta de terciaria a bajar de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real.

POTERB_{u,b} = Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía *b*.

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.—La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad *u* por cada bloque de energía *b* asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

ERTROSB_{u,b} = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta simple a bajar de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real.

POSB_{u,b} = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía *b*.

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.—La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

ERTRMERB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.—En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{ucb} = 0,7 \times (\text{ERTRTB}_{u,b} + \text{ERTROSB}_{u,b} + \text{ERTRMERB}_u) \times \text{PMD}$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.—El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSCRTRua} = \text{SCRTR} \times \text{MBCua} / \sum ua \text{ MBCua}$$

8. Intercambios internacionales.

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.—Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo (SCIA) se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSCIAua} = \text{SCIA} \times \text{MBCua} / \sum ua \text{ MBCua}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio.—Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será

un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.– Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

Intercambio en sentido importador:

- Derecho de cobro en la cuenta del Operador del Sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.
- Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Intercambio en sentido exportador:

- Obligación de pago en la cuenta del Operador del Sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1 y 7.1.

8.4 Intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas eléctricos.– Los intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

8.4.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.– Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_i = \sum b (EIITBi,b \times PEIITBi,b)$$

- $EIITBi,b$ = Energía de importación del bloque de oferta b correspondiente a intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i ,
- $PEIITBi,b$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la importación programada en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

8.4.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.– Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_i = \sum b (EEITBi,b \times PEEITBi,b)$$

- $EEITBi,b$ = Energía de exportación del bloque de oferta b correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i .
- $PEEITBi,b$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la exportación programado en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

9. Gestión de desvíos.

9.1 Gestión de desvíos a subir.—La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCPRD}_{u,s} = \text{EPRDS}_{u,s} \times \text{PMPRDS}_s$$

donde:

$\text{EPRDS}_{u,s}$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s .

PMPRDS_s = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s .

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar.—La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPPRD}_{u,s} = \text{EPRDB}_{u,s} \times \text{PMPRDB}_s$$

donde:

$\text{EPRDB}_{u,s}$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s .

PMPRDB_s = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s .

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. Regulación terciaria.

10.1 Regulación terciaria a subir.—La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTER}_u = \text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}$$

donde:

ETERS_u = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u .

PMTERS = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar.—La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTER}_u = \text{ETERB}_u \times \text{PMTERB}$$

donde:

ETERB_u = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u .

PMTERB = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. Regulación secundaria.

11.1 Regulación secundaria a subir.—La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \times \text{CATS}$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15.

ESECS_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .

PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

11.2 Regulación secundaria a bajar.—La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSEC}_z = \text{ESECB}_z \times \text{PMSECB} \times \text{CATB}$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85.

ESECB_z = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z .

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

12. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia.

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua , debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSINT}_{ua} = \text{ERSINT}_{ua} \times \text{PMD}$$

donde:

- ERSINT_{ua} = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.
- PMD = Precio marginal del mercado diario.

13. Desvíos entre medida y programa de liquidación.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

13.1 Programa Horario de Liquidación.–El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad *u* se calculará como la suma de:

- Energía del Programa Horario Final (PHF),
- Energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluida la energía de los desvíos comunicados.
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia ERSINT_{ua}.

13.2 Medida en barras de central.–La medida en barras de central de la unidad *u* se determinará según los siguientes criterios:

a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

b. La medida en barras de central de unidades de programación de importación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

c. La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

- MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación *uexp*.
- PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación *uexp* en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.
- CPER_{frint} = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de

tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d. La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{uc} = \sum_{nt} \sum_{ta} [MPFC_{uc,nt,ta} \times (1 + CPER_{nt,ta})]$$

donde:

$MPFC_{uc,nt,ta}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores a la unidad de programación del comercializador o consumidor directo uc a nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta . Este valor será negativo.

$CPER_{nt,ta}$ = Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores con nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso ta . Este valor será positivo.

Estos coeficientes serán los establecidos en la normativa por la que se establece la tarifa eléctrica de cada año para traspasar la energía suministrada a los consumidores en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Los periodos tarifarios serán los establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001. Para las tarifas de dos y tres periodos, el día de 23 horas será el primer día de verano y el día de 25 horas será el primero de invierno. Para la tarifa de seis periodos, los festivos de ámbito nacional para cada año serán publicados por el Operador del Sistema según lo establecido en el P.O. 14.1.

En caso de que no se disponga del cierre de medidas completas, y por tanto no se disponga de medidas de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos la medida en barras de central de estas unidades será el valor resultante de la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua}$$

donde:

PHL_{ua} = Programa Horario de Liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua , excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el P.O. 14.1.

$SALDOENE_{ua}$ = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE). La asignación se realizará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad según la fórmula siguiente:

$$SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$$

e. La medida de las unidades de programación genéricas es cero.

13.3 Precio de los desvíos.—A efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas:

- por el procedimiento de resolución de desvíos,
- por regulación terciaria,
- por regulación secundaria,
- por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas.

$$\text{SNSB} = \sum_{u,s} (\text{EPRDS}_{u,s} + \text{EPRDB}_{u,s}) + \sum_u (\text{ETERS}_u + \text{ETERB}_u) + \sum_z (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z) + \sum_{i,b} (\text{EIITBi},b + \text{EEITBi},b)$$

13.3.1 Precio de desvíos a subir.—Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{PDESVS} = \text{mínimo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSB})$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

13.3.2 Precio de desvíos a bajar.—Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{PDESVB} = \text{máximo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSS})$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.1, 9.1, 10.1 y 11.1 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

13.4 Cálculo de desvíos.

13.4.1 Desvío de las zonas de regulación.—El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DESV}_z = \sum_u (\text{MBC}_u - \text{PHL}_u) \times \text{PUZ}_{u,z} - (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z.

- PHL_u = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z .
- $PUZ_{u,z}$ = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z .
- $ESSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .
- $EBSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z .

13.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.—El desvío de cada unidad de programación u , no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

- MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 13.2.
- PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 13.1.

13.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos.—A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

- El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 13.4.1
- El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen especial no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.
- El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen ordinario será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen ordinario no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.
- El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1454/2005, y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.
- El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

13.5.1 Desvío positivo.—Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 13.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVS}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

b. La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($\text{DESV}_{uz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DESV}_{uz,d} \times \text{DESV}_d \times (\text{PDESVS} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVP}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVP}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos positivos } \text{DESVP}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDES}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDES}_{uz,d}$$

13.5.2 Desvío negativo.—Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 13.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVB}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($\text{DESV}_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

b. La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DESV}_{uz,d} \times \text{DESV}_d \times (\text{PDESBS} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVD}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVD}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos negativos } \text{DESVD}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDES}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDES}_{uz,d}$$

13.5.3 Desvío cero.—Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de

cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

a. La unidad u con desvío positivo ($DES_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

b. La unidad u con desvío negativo ($DES_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

13.5.4 Anulación del coste del desvío de instalaciones exentas.—Las unidades de programación que integren exclusivamente instalaciones de régimen especial completamente exentas del pago del coste de los desvíos tendrán en cada periodo horario de programación un derecho de cobro en concepto de anulación del coste del desvío que se calculará según la siguiente fórmula:

$$DCDSVEX_u = \text{Abs}(DES_{u,d}) \times \text{Abs}(PMD - PREDES_{u,d})$$

donde:

$DES_{u,d}$ = Desvío exento de la unidad de programación u calculado según lo dispuesto en el apartado 12.4.2 que será positivo o negativo según corresponda a mayor o menor producción que la prevista. La exención está limitada a desvíos respecto a la potencia instalada, en el caso de programa superior a dicha potencia.

$PREDES_{u,d}$ = Precio del derecho de cobro u obligación de pago de la unidad de programación u por desvío según lo dispuesto en los apartados 13.5.1, 13.5.2 y 13.5.3, resultado del cociente entre el importe anotado y la energía del desvío.

PMD = Precio horario del mercado diario.

La suma de los derechos de cobro por anulación del coste de los desvíos constituirá el déficit de desvíos exentos del pago del coste de desvíos que se liquidará con cargo al saldo del excedente o déficit de valoración de desvíos del apartado 12.10 en cuyo cálculo se incluirá la suma de estos derechos de cobro.

13.6 Desvíos internacionales entre sistemas.—Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistemas eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 13.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional.

$$DIR = \sum_{\text{frint}} DIR_{\text{frint}}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera *frint*,

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDIR} = \text{DIR} \times \text{PDESVS}$$

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDIR} = \text{DIR} \times \text{PDESVB}$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

13.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.—La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCAB} = \text{ABI} \times \text{PDESVS}$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPAB} = \text{ABE} \times \text{PDESVB}$$

13.8 Cierre de energía.—En las liquidaciones con cierre de medidas, el cierre de energía en cada hora, CIERRE, se calcula como la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares calculadas de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

$$\text{CIERRE} = \text{PRTD} - \sum_{ta} \sum_{nt} [\text{MPFC}_{uc,nt,ta} \times \text{CPER}_{nt,ta}]$$

donde:

$$\text{PRTD} = \text{PT} + \sum_d \text{PRD}_d$$

PT = Pérdidas medidas de la red de transporte. Este valor será negativo.

PRD_d = Pérdidas medidas de la red de distribución del distribuidor d. Este valor será negativo.

El cierre de energía del sistema calculado según la fórmula anterior, se valorará al precio del mercado diario.

Los derechos de cobro por cierres positivos y las obligaciones de pago por cierres negativos se liquidarán en la cuenta del operador del sistema. El saldo resultante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997 y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas según establece la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009.

13.9 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos.—Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente (SALDOLIQ < 0) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_u \text{MBC}_{ua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora (SALDOLIQ > 0) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_u \text{MBC}_{ua}$$

14. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

14.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF.—Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$\text{OPUPGPBF} = -\text{abs}(\sum_{ug} \text{ENPBF}_{ug}) \times \text{PMD} \times 1,3$$

donde:

ENPBF_{ug} = Energía en PBF de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

14.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF.—Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHF dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora h :

$$\text{OPUPGPHF} = -\text{abs}(\sum_{ug} \text{ENPHF}_{ug}) \times \text{PMD} \times 0,15 \times \text{NS}$$

donde:

ENPHF_{ug} = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica ug .

NS = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora h .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

14.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación.—El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 14.1 y 14.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 13.9. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

15. Comunicación a efectos de la liquidación de la prima equivalente.

Las instalaciones de producción en régimen especial que han escogido la opción de venta correspondiente a la letra a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo liquidarán con la Comisión Nacional de Energía la prima equivalente.

Según se establece en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, el operador del sistema comunicará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, el importe agregado de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada (Baldita) correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante y de cada titular que participe sin representante y que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 Real Decreto 661/2007.

El importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada, BALDITA, de cada representante o titular rt en cada mes m será la suma de los importes de las liquidaciones a las que se refiere el artículo 30.1 y del importe de la repercusión del coste del desvío al que se refieren los artículos 30.1 y 34 del Real Decreto 661/2007. El valor de esta suma se calcula según la fórmula siguiente:

$$BALDITA_{rt,m} = MEDPMD_{rt,m} + EMIPID_{rt,m}$$

Siendo:

$MEDPMD_{rt,m}$ = Valor de las medidas horarias, MEDBC, de la energía neta efectivamente producida por las instalaciones i del representante o titular rt en el mes m valoradas al precio del mercado diario, PMD, en cada hora h :

$$MEDPMD_{rt,m} = \sum_{i,h} MEDBC_{i,rt,h} \times PMD_h$$

$EMIPID_{rt,m}$ = Valor de la ganancia o pérdida mensual por las energías casadas en cada sesión s del mercado intradiario de la hora h , EMI, por las instalaciones i del representante o titular rt en el mes m , integradas en la unidad de programación up , resultantes de la diferencia entre el precio de la sesión del mercado intradiario, PMI, y el precio horario del mercado diario:

$$EMIPID_{rt,m} = \sum_{i,s,h} EMI_{i,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMD_h) = \sum_{up,s,h} EMI_{up,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMD_h)$$

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistemas eléctrico balear.

16.1 Restricciones técnicas en el mercado intradiario.—Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas o para el reequilibrio generación- demanda se liquidarán al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario.

16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHF.—Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores a las distintas sesiones del mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 13.9.

16.3 Desvío del programa.—El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 13.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

El párrafo anterior no será de aplicación durante el periodo de pruebas del enlace. Según lo establecido en el apartado 2 de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1632/2011, la energía que discurra a través del enlace durante el periodo de pruebas se considerará como pérdidas del sistema eléctrico peninsular. A tal efecto se liquidará al precio del mercado diario y se anotará en la cuenta del operador del sistema definida en el apartado 13.8. A los comercializadores de último recurso se le anotará un derecho de cobro para compensar el importe de la energía adquirida en el mercado según lo establecido en el apartado 1 de disposición transitoria segunda.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 13.9.

16.4 Efectos en la liquidación de Baleares.—Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 16.1, 16.2 y 16.3, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011.

Como resultado de la suma de los importes liquidados en el sistema peninsular y de los importes liquidados en el despacho balear a los comercializadores de último recurso, el coste final de adquisición de los comercializadores de último recurso en el sistema balear será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

P.O. 14.6 liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso de la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica del saldo mensual resultante de la ejecución de los siguientes intercambios internacionales no comerciales:

- Desvíos de regulación entre sistemas.
- Intercambios de apoyo entre sistemas.
- Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema.

3. Desvíos de regulación entre sistemas.

El Operador del Sistema llevará una cuenta de compensación horaria en la que se incorporarán las anotaciones en cuenta establecidas en el P.O. 14.4 por la energía de los desvíos de regulación entre sistemas valorados al precio del desvío que sea aplicable.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las

unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución, en el cálculo del consumo medido elevado a barras de central, se descontará el consumo cubierto con la producción de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

4. Intercambios de apoyo entre sistemas.

Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.1 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada, se anotarán en la cuenta del Operador del Sistema. El saldo mensual de dichos intercambios será liquidado al Operador del Sistema que será responsable de su liquidación a los Operadores del Sistema correspondientes.

Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.2 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario que se anotarán en una cuenta de compensación horaria. El saldo horario de dicha cuenta se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos de regulación entre sistemas.

5. Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre sistemas contemplados en el P.O.-7.6 y en el apartado 8.4 del P.O.-14.4 y las acciones de balance del contempladas en el apartado 13.7 del P.O.-14.4 realizados entre operadores del sistema se anotarán en la cuenta del operador del sistema.

El saldo mensual de dichos programas de intercambio será liquidado al operador del sistema, quién será responsable a su vez de la liquidación de los mismos con los operadores de los correspondientes sistemas eléctricos interconectados.