

## III. OTRAS DISPOSICIONES

### COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**21541** *Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.3 y 14.4 para la adaptación de la liquidación de los desvíos a la metodología ISH aprobada mediante Decisión n.º 18/2020 de la agencia ACER.*

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 23 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución:

#### Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico 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.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Segundo.

El artículo 52.2 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico establece que

todos los Gestores de la Red de Transporte (en adelante, GRT, o TSO, por sus siglas en inglés) elaborarán, a más tardar un año después de la entrada en vigor del citado Reglamento, una propuesta para continuar con la especificación y armonización de al menos:

- a) el cálculo de un ajuste del desvío conforme a lo dispuesto en el artículo 49 y el cálculo de una posición, un desvío y un volumen asignado siguiendo uno de los enfoques conforme a lo dispuesto en el artículo 54, apartado 3;
- b) los principales componentes utilizados para el cálculo del precio de los desvíos frente a programa para todos los desvíos conforme a lo dispuesto en el artículo 55, incluidos, si procede, la definición del valor de la activación evitada de la energía de balance procedente de reservas de recuperación de frecuencia o reservas de sustitución;
- c) el uso del sistema de precio único para todos los desvíos conforme a lo dispuesto en el artículo 55, que defina un precio único para los desvíos positivos y los desvíos negativos para cada zona de precios de desvíos dentro de un período de liquidación de los desvíos, y
- d) la definición de las condiciones y metodología para la aplicación del sistema dual de precios de desvíos para todos los desvíos conforme a lo dispuesto en el artículo 55, que defina un solo precio para los desvíos positivos y un solo precio para los desvíos negativos para cada zona de precios de desvíos dentro de un período de liquidación de los desvíos, que abarque:
  - i) las condiciones en las cuales un GRT puede proponer a su autoridad reguladora competente de conformidad con el artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE la aplicación del sistema dual de precios y cuya justificación debe facilitarse,
  - ii) la metodología para la aplicación del sistema dual de precios.

Especifica además el artículo que la propuesta dispondrá una fecha de aplicación a más tardar dieciocho meses después de la aprobación por parte de las autoridades reguladoras competentes.

La metodología para la armonización de las principales características de la liquidación del desvío (en adelante, Metodología ISH), a la que se refiere el artículo 52.2 del Reglamento (UE) 2017/2195, fue propuesta por los GRTs el 18 de diciembre de 2018 y aprobada por la agencia ACER mediante Decisión n.º 18/2020 de 15 de julio de 2020.

Tercero.

La adaptación de la liquidación del desvío en el sistema eléctrico español a la Metodología ISH requiere la modificación del procedimiento de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Con fecha 30 de junio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de modificación del procedimiento de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, acompañada de una solicitud de aplicación de precio dual para la liquidación del desvío.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 17 de mayo y el 16 de junio de 2021. El escrito se acompañaba de un informe justificativo de la solicitud de precio dual y de los cambios incorporados en el texto del PO14.4, así como de los comentarios recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta.

Cuarto.

Con fecha 5 de octubre de 2021, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifica el procedimiento de operación 14.4 para la adaptación de la liquidación de los desvíos a la metodología ISH aprobada mediante Decisión n.º 18/2020 de la agencia ACER».

Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de 20 días hábiles.

Quinto.

Con fecha 6 de octubre de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportara sus comentarios al respecto.

### Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El objeto de la resolución es adaptar el proceso de liquidación de los desvíos del sistema eléctrico español, de aplicación a los sujetos de liquidación responsables del balance (en adelante BRPs, por sus siglas en inglés) y, en particular, el Procedimiento de Operación 14.4, a la metodología ISH aprobada mediante Decisión n.º 18/2020 de la agencia ACER, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 52.2 del Reglamento (UE) 2017/2195.

El artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones y metodologías relativas al balance, incluidas las condiciones nacionales relativas al balance.

La Circular 3/2019, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados del desarrollo de dicha circular.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

Segundo. *Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema.*

El sistema de precio de desvíos vigente, basado en una fórmula de precio dual que valora los desvíos a favor del sistema al precio marginal del mercado diario, lleva implantado en España desde 2006. La metodología ISH, aunque permite seguir utilizando un precio dual bajo determinadas circunstancias, sólo permite usar el precio de las energías de balance o el valor de la activación evitada para valorar los desvíos a favor del sistema. Con el fin de dar cumplimiento a la armonización que dispone la Metodología ISH, resulta necesario introducir algunos cambios en la metodología vigente, en particular, eliminando la referencia al precio del mercado diario para la liquidación de los desvíos a favor.

La propuesta recibida del operador del sistema consiste en: establecer un precio dual de desvío, en todos aquellos periodos de liquidación del desvío (en adelante ISP, por sus siglas en inglés) en los que resulte necesario activar energía de balance FRR (Reserva para la Recuperación de la Frecuencia) tanto a subir como a bajar; mantener el criterio de precio medio ponderado de las energías de balance activadas para el cálculo del precio del desvío; y calcular el valor de la activación evitada (precio del desvío en aquellos ISPs en los que no haya habido activaciones de energía de balance en ninguna dirección) como el precio medio aritmético de la oferta más barata a subir y de la oferta más cara a bajar. También propone el operador del sistema que los BRPs participen en el reparto del coste de la banda de regulación secundaria en proporción a su desvío absoluto, así como eliminar el actual desglose de la liquidación entre las unidades de programación de cada BRP.

El operador del sistema solicita en documento aparte la aplicación de precio dual de desvío, de acuerdo con el artículo 11 de la Metodología ISH. Esta solicitud resulta necesaria ya que dicha metodología, de acuerdo con la filosofía del Reglamento EB,

establece el precio único como base para el cálculo del precio del desvío. No obstante, tanto el Reglamento EB (artículo 52.2.d) como la Metodología ISH (artículo 11) permiten la aplicación de un precio dual, aunque para ello han de cumplirse las condiciones previstas en dicho artículo 11 de la Metodología ISH, la principal de las cuales es una autorización explícita por parte de la autoridad reguladora competente, en este caso, la CNMC.

Tercero. *Consideraciones.*

Tercero.1. Sobre la aplicación de un precio dual de desvío.

La Metodología ISH permite que la autoridad reguladora nacional autorice al GRT correspondiente la aplicación de un precio dual, es decir la aplicación de un precio diferente para los desvíos a subir y para los desvíos a bajar. Requiere para ello que el GRT justifique la solicitud proporcionando un análisis de al menos los impactos negativos que se derivarían de no aplicar el precio dual, en términos de seguridad en la operación. Requiere asimismo que dicha justificación proporcionada por el GRT esté basada en razonamientos y criterios tanto de operación como económicos, teniendo en cuenta tanto los objetivos como los principios generales del Reglamento EB y el Reglamento SO (Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión por el que se establece una directriz sobre la operación de la red de transporte).

El operador del sistema español ha solicitado a la CNMC la aplicación del precio dual en virtud de lo dispuesto en el artículo 11.a) de la Metodología ISH, esto es, en todos los ISPs en los que el TSO requiera la activación de energía FRR (actuales terciaria y secundaria) tanto a subir como a bajar. En cumplimiento del artículo 11 de la Metodología ISH, el operador del sistema aporta una justificación basada tanto en criterios de operación como económicos. Respecto a los criterios de operación, el operador alega que, en caso de no aplicar precio dual y por tanto, aplicar precio único, la autorregulación de los BRPs incentivados por el precio del desvío podría sobrecompensar el desvío del sistema y producir una necesidad de balance en el sentido contrario, lo que de nuevo podría suponer una respuesta de autorregulación por parte de los BRPs contraria y, así sucesivamente, provocar oscilaciones que comprometerían gravemente la seguridad del sistema. Respecto a los criterios económicos, el operador alega que las oscilaciones provocarían la necesidad de programar energías en sentidos contrarios en los sucesivos mercados de balance (RR-FRR), lo que generaría un sobre coste que sería soportado por la demanda.

Durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por la CNMC, los sujetos han solicitado que se produzca un mayor avance hacia la implantación del precio único de desvío. Entre los argumentos aportados, cabe destacar los siguientes: que el operador del sistema no ha justificado suficientemente la capacidad y el interés de los BRPs para provocar oscilaciones en el desvío; que pueden adoptarse otras medidas regulatorias que impidan dichas oscilaciones; que el precio único proporcionaría beneficios al mercado en términos de eficiencia, señales correctas de precio e igualdad de condiciones entre las distintas tecnologías; que el precio único mejoraría la posición de los sujetos con poca cartera y facilitaría la entrada de nuevos operadores; y que la metodología ISH no contempla un mecanismo mixto como el propuesto, con ISPs de precio único e ISPs de precio dual.

Hay que aclarar respecto al último punto, que la Metodología ISH no solo permite un modelo mixto como el propuesto, sino que es la propia metodología la que lo impone en caso de utilizar un precio dual. En efecto, todos los supuestos del artículo 11, salvo el e), permiten aplicar un precio dual solo en aquellos ISPs en los que se cumplan las circunstancias que justifican esta opción, impone así un precio único en el resto de ISPs y, por tanto, un mecanismo mixto.

Con respecto al comentario realizado indicando que el precio único proporcionaría mayor eficiencia al mercado y señales correctas de precio, hay que señalar que, si bien esto sería así una vez que se complete la implantación del Reglamento EB, entre tanto,

es más probable que la aplicación de un precio único en los periodos con energías de balance en los dos sentidos pueda incentivar ciertos desvíos por parte de los sujetos que no vayan a contribuir a resolver los desvíos del sistema sino a agravarlos.

Con respecto al comentario de que el precio único mejoraría la posición de sujetos con poca cartera y sería más equitativo entre tecnologías, cabe destacar que, con carácter general, el tamaño del BRP y las tecnologías de su cartera son una característica fundamental a efectos de conseguir un menor desvío, ajena al mecanismo que se aprueba con esta resolución.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, tras analizar la solicitud del operador del sistema y los comentarios de los sujetos, esta Comisión considera adecuado autorizar la aplicación de un precio dual del desvío de acuerdo con lo previsto en el apartado a) del artículo 11 de la Metodología ISH. Esto permitirá dar los incentivos adecuados a los BRPs para que mantengan sus programas en los periodos en que el incentivo del precio único podría poner en riesgo la seguridad del sistema.

Al mismo tiempo, esta solución permitirá que los BRPs puedan ir adquiriendo experiencia en el uso de un precio único de desvíos, que será aplicado en las horas en las que no se cumpla el criterio para aplicar el precio dual. Además, esta opción permitirá mantener el mecanismo que ahora se aprueba tras la implantación del ISP de 15 minutos, evitando así la necesidad de una revisión posterior de la liquidación del desvío, salvo que las circunstancias lo aconsejen.

No obstante, esta Comisión también comparte la preocupación de los sujetos respecto a que la propuesta consultada podría implicar la aplicación del precio dual en la mayor parte de las horas (un 97% de las horas de acuerdo con las estimaciones del operador del sistema<sup>(1)</sup>), lo que puede suponer un incremento del precio medio del desvío con respecto a la metodología vigente. Esto se debe a las condiciones actuales del sistema de liquidaciones español, con una programación horaria y un ISP de 60 minutos, durante el cual hay una elevada probabilidad de que se registren energías FRR en ambos sentidos y, por tanto, se aplique un precio dual en un porcentaje muy elevado de periodos de liquidación.

---

<sup>(1)</sup> De acuerdo con las estimaciones que facilitó el operador del sistema junto a la propuesta de modificación del P.O.14.4, las cuales se basaban en datos históricos de 2017 a 2020, en las condiciones actuales de programación y liquidación horarias y con la fórmula propuesta, el precio único se aplicaría inicialmente en solo un 3% de las horas.

Se considera que esta circunstancia cambiará en el futuro, de forma gradual, tras la implantación de la programación y los productos de balance cuartohorarios, el ISP de 15 minutos y la introducción del producto cuartohorario en los mercados diario e intradiarios. Es de esperar que, al reducirse los periodos de programación, y en particular los de las energías de balance, se reduzca significativamente la probabilidad de que existan energías en ambos sentidos. Es decir, la evolución del precio dual al precio único que solicitan los sujetos se producirá a medida que se vaya avanzando en la implantación local del modelo del Reglamento EB, dando tiempo a los BRPs a adaptarse, así como al TSO a analizar la evolución de los impactos.

En cualquier caso, tras el trámite de audiencia, se ha considerado adecuado revisar la formulación propuesta. En concreto, se ha modificado, en coordinación con el operador del sistema, el apartado 13 del P.O.14.4, al objeto de introducir un umbral por debajo del cual la existencia de energía en dos sentidos se considera no relevante a los efectos de determinar la aplicación de un precio dual. En concreto, se dispone la aplicación de precio único en aquellas horas en las que el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario de la necesidad del sistema sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario.

Como concepto, este umbral implica considerar que un pequeño volumen de energía de balance en sentido contrario al predominante del sistema puede ser poco significativo o tener un carácter muy puntual. Permite además identificar horas en las, aun habiendo energías de balance en ambos sentidos, ha existido un sentido relevante en el que los

desvíos de los BRPs han contribuido claramente a agravar o a resolver los desvíos del sistema. La introducción de este umbral adapta el mecanismo de manera más ajustada el objetivo perseguido por la Metodología ISH al introducir el precio único en estas situaciones. Asimismo, se estima que no se proporcionará incentivos suficientes para que se produzcan sobre reacciones por parte de los sujetos, no teniendo impacto, por tanto, sobre la seguridad del sistema. Sin embargo, dado que no se dispone de datos reales que permitan confirmar este supuesto, se considera necesario que el operador del sistema evalúe el impacto en los análisis posteriores que se le requieren en esta resolución y que pueda, en función de los resultados obtenidos, proponer las modificaciones que considere necesarias.

El valor del 2% se ha determinado sobre la base de estimaciones con datos históricos de desvíos y activaciones de energías de balance correspondientes a los últimos años. Dichas estimaciones indican que la aplicación de este umbral podría elevar el número de horas con precio único del 3% previsto en la propuesta del operador del sistema hasta cerca de un 20%. Se debe recalcar no obstante que se trata de un valor estimado con datos históricos y sin tener en cuenta por tanto la futura programación cuartohoraria o un cambio en la estrategia de oferta por parte de los BSPs. Es decir, se advierte que el impacto real podría alejarse del esperado.

En todo caso, se ha considerado oportuno adelantar e incrementar la vigilancia sobre el impacto de la aplicación del precio dual que autoriza esta resolución. Para ello, se dispone un plan de análisis y evaluación del modelo que se detalla más adelante.

Tercero.2. Sobre la repercusión del coste de la banda de regulación secundaria a los BRPs.

Se modifica en el P.O.14.4 la fórmula para el reparto del coste de la banda de regulación secundaria, transfiriendo una parte de dicho coste (aproximadamente un 5%) a los BRPs en proporción a su desvío absoluto. Este cambio fue propuesto por el operador del sistema en respuesta a un requerimiento de la Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance. En dicha resolución, esta Comisión solicitó al operador que revisara el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda y/o exclusivamente a la demanda.

Si bien esta disposición ha sido criticada por los sujetos que ejercen la función de BRP durante el trámite de audiencia llevado a cabo por la CNMC, especialmente desde el lado de la generación, esta Comisión considera que es importante mantener este criterio con el fin de impulsar un tratamiento equitativo entre la demanda y la generación, de modo que facilite en nuevo rol de la demanda como proveedor de servicios al sistema en competencia con la generación.

Tercero.3. Sobre la anotación por BRP.

Se elimina en el P.O.14.4 la desagregación de la liquidación del desvío por unidad de programación. Esta modificación fue propuesta por el operador del sistema al considerar que el reparto de las liquidaciones por unidad resulta innecesario, ya que la liquidación del desvío se efectúa en posición única por BRP.

La medida ha recibido la oposición de algunos sujetos durante las fases de consulta llevadas a cabo por el TSO como por la CNMC. Estos sujetos solicitan que se mantenga el desglose de la liquidación del desvío por unidad de programación, al objeto de poder disponer de una información que facilite su propio proceso de liquidación de transacciones con los sujetos a los que contractualmente representan como BRP.

A este respecto, la CNMC comparte la opinión del operador del sistema: bajo el nuevo esquema de liquidación de los desvíos, la labor del TSO, como entidad que realiza una actividad regulada, es liquidar en su conjunto el portafolio asociado a cada BRP. Desglosar esta liquidación entre las unidades de programación que representa es

una labor propia del BRP, que deberá tener en cuenta para ello los acuerdos contractuales que haya alcanzado con cada uno de sus representados.

Adicionalmente, durante el trámite de audiencia de la CNMC, se ha recibido un comentario del operador del sistema alegando que en coherencia con la propuesta de eliminar la desagregación de la liquidación del desvío a nivel de unidad de programación del BRP, es necesario eliminar también esta desagregación en la liquidación del desvío asignado en la liquidación inicial provisional, en la que no se dispone de cierre de medidas de demanda. Para ello, se modifica el apartado c del Anexo III del P.O.14.4 para establecer este cálculo por BRP.

#### Tercero.4. Sobre el Anexo II del P.O.14.4.

El Anexo III del P.O.14.4, que pasa a ser Anexo II con la presente Resolución, vio modificado su apartado c) por la Resolución de la CNMC, de 30 de noviembre de 2021, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.1, 14.3 y 14.4 para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de los sujetos responsables del balance para la liquidación de sus consumidores (DCOOR/DE/009/21).

Sin embargo, el inicio de efectos de dicho apartado c) modificado quedaba condicionado a la entrada en vigor de la correspondiente adaptación del P.O.10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», el cual regula, entre otros aspectos, los intercambios de información de medidas entre el Sistema de Información de Medidas Eléctricas y los distribuidores encargados de la lectura. La adaptación del P.O.10.5 es necesaria para que el operador del sistema pueda disponer de la información que requiere la nueva garantía mínima dinámica. Fue propuesta por el operador del sistema junto con la propuesta de modificación de los procedimientos 14.1, 14.3 y 14.4, pero no pudo tramitarse a la vez por ser el P.O.10.5 de competencia ministerial.

Como se ha indicado en el expositivo anterior, la modificación que ahora se introduce en el P.O.14.4, para su adaptación a la Metodología ISH, afecta igualmente al Anexo III (Anexo II tras la presente revisión del P.O.14.4) y, en particular a su apartado c), que establece el cálculo de la medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas.

Debe modificarse ahora de nuevo tanto la versión vigente del Anexo, como la que surtirá efectos tras la entrada en vigor de la adaptación del P.O.10.5, puesto que no puede anticiparse el momento en que se producirá la entrada en vigor de dicho P.O.10.5 ni, por tanto, si tendrá lugar antes o después del inicio de efecto del P.O.14.4 que aprueba esta resolución.

Para ello, se incorpora al P.O.14.4 un Anexo II (bis) que sustituirá al Anexo II cuando se cumpla el doble supuesto de aplicación del nuevo P.O.14.4 y la adaptación en el P.O.10.5 de la frecuencia del intercambio de información de los puntos frontera de consumidores (CUPS), que condiciona el efecto de la Resolución de la CNMC de 30 de noviembre de 2021.

#### Tercero.5. Sobre la necesidad de evaluar periódicamente el mecanismo de liquidación de los desvíos.

De acuerdo con lo indicado en los expositivos previos, esta Comisión considera que la propuesta de modificación del procedimiento de operación 14.4 elaborada por el operador del sistema respeta lo dispuesto tanto en el Reglamento EB como en la Metodología ISH, así como que el nuevo mecanismo de liquidación de los desvíos aportará a los BRPs los incentivos adecuados para minimizar sus desvíos y, por tanto, el riesgo del sistema, soportando un coste proporcionado.

Si bien la propuesta del operador del sistema se considera adecuada en estos momentos, esta Comisión estima oportuno disponer un proceso de evaluación periódica

a medida que se vayan alcanzado determinados hitos en el proceso de implantación del Reglamento EB. Para ello, se solicita al operador del sistema la elaboración de varios informes que deberán ser remitidos a la CNMC y publicados en su página web en las fechas y con el contenido mínimo que se detalla a continuación:

– Antes de transcurrido un año desde la entrada en vigor del nuevo mecanismo de liquidación del desvío:

- Horas en las que se está aplicando un precio dual: número de horas y su distribución temporal, con el desglose que se estime relevante.
- Análisis del impacto de la implantación de la programación cuartohoraria.
- Evaluación de la necesidad de mantener una fórmula de precio dual y, en su caso, del valor del umbral mínimo de relevancia considerado para las activaciones en sentido contrario a la necesidad predominante del sistema.
  - Análisis del VoAA resultante y su evolución.
  - Evaluación de la conveniencia de introducir una componente incentivadora, tal que garantice que el coste del desvío será mayor que la corrección de dichos desvíos en los mercados de energía.
  - Impacto de la repercusión del coste de la banda de regulación secundaria sobre los BRPs.
  - Evolución del saldo de los desvíos y, en su caso, evaluación de la necesidad de introducir una componente de neutralidad financiera.

– Antes de transcurrido un año desde la implantación del ISP de 15 minutos, se reproducirá el informe anterior sustituyendo el impacto de la programación cuartohoraria por el correspondiente a la implantación del ISP de 15 minutos.

El requerimiento anterior debe entenderse sin perjuicio de que el operador del sistema pueda proponer en cualquier momento los cambios que estime oportunos.

Tercero.6. Sobre la modificación del procedimiento de operación 14.3.

Durante el trámite de consulta de esta Resolución, se recibió un comentario del operador del sistema mediante el que dicho operador ponía de manifiesto la necesidad de revisar algunos apartados del P.O.14.3, sobre garantías de pago, tras la adaptación del P.O.14.4 a la Metodología ISH y la consecuente implantación de la posición única del desvío por BRP.

Alega el operador del sistema que en ese momento el desvío de un BRP pasará a calcularse de manera agregada por toda su actividad de producto y demanda. Sin embargo, dado que las garantías adicionales se requieren por las diferencias entre liquidaciones, las cuales vienen motivadas fundamentalmente por cambios en el desvío de la demanda, cuya medida se liquida por primera vez en la liquidación intermedia provisional (C3), a partir de la entrada en vigor de la posición única, las garantías de operación adicionales de un BRP se deberían calcular también de manera agregada para su actividad de producción y de demanda.

Este cambio no conlleva un aumento de las garantías de operación adicional de un BRP, más bien al contrario, ya que actualmente se le exigen de forma separada para cada actividad.

A tal efecto, se introducen las siguientes modificaciones en el PO 14.3:

- Se elimina el apartado 10.4 Garantía de operación adicional mensual por actividades de producción y de intercambios internacionales,
- se renombra el apartado 10.2, que pasa a ser Determinación del importe de la garantía de operación adicional mensual,
- y se eliminan en el apartado 10.2 todas las referencias particulares a «de la actividad de adquisición de energía para consumidores».

### Tercero.7. Mejoras de redacción.

Igualmente, a resultas del trámite de audiencia y a petición del operador del sistema, se modifica la redacción propuesta para el apartado 13.2 del P.O.14.4, al objeto de evitar confusión sobre el tratamiento de las energías de balance RR en el cálculo del precio único de desvíos tras la implantación de la programación cuartohoraria (Qh).

Los argumentos proporcionados por el operador del sistema para el cambio se basan en que la referencia al saldo neto de las energías de balance RR se refiere al saldo neto dentro de un periodo de programación. Actualmente, el periodo de programación es de una hora y coincide con el periodo de liquidación de los desvíos. Sin embargo, con la implementación de la programación Qh en los mercados de balance, el periodo de programación pasará a ser de un cuarto de hora, sin que cambie todavía el periodo de liquidación del desvío (ISP).

Por tanto, la referencia al saldo neto de las energías de balance RR no será válida con la programación QH, ya que para determinar si se han asignado energías de balance RR a subir y a bajar en una hora, deben considerarse las energías de balance RR activadas en cada uno de los cuatro cuartos de hora, y no el saldo neto de energía RR activada en toda la hora.

Por ello, se elimina la referencia al saldo neto de energía de balance RR en el apartado 13.2.c) y se añade la definición de energía de balance RR activa como el saldo neto de energía de balance RR en el periodo de programación vigente en cada momento. Adicionalmente, se elimina el apartado d), ya que el caso que describe queda ahora recogido en los apartados anteriores.

Tercero.8. Sobre la eficacia de las modificaciones de los procedimientos de operación objeto de esta resolución.

La liquidación de los desvíos es un factor con un impacto relevante sobre la actividad de los BRPs, por lo que es importante que estos sujetos puedan disponer de un plazo suficiente para adaptar su estrategia comercial de contratación a la nueva metodología de liquidación. Por ello, se prevé un plazo de al menos 3 meses para la aplicación de esta resolución tras su publicación en el BOE. No se recibieron comentarios en contra de establecer este plazo de aplicación durante el trámite de audiencia de la propuesta de resolución.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

## RESUELVE

### Primero.

Autorizar la aplicación de un precio dual de desvío en el sistema eléctrico español en virtud de lo dispuesto en el artículo 11.a) de la Metodología ISH.

### Segundo.

Aprobar los procedimientos de operación P.O.14.3 Garantías de pago y P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, que se incluyen en el anexo.

### Tercero.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos el día 1 del mes siguiente al tercer mes tras su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Se exceptúan de la fecha de efecto el apartado 14 del P.O.14.3 y el Anexo II(bis) del P.O.14.4, si no hubiera tenido lugar en esa fecha la adaptación del P.O.10.5 a los efectos previstos en la Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.1, 14.3 y 14.4 para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de sujetos responsables de balance para la liquidación de sus consumidores. Una vez tenga efectos la adaptación del del P.O.10.5 y hubiera transcurrido el plazo previsto en el párrafo anterior, surtirá efectos el apartado 14 del P.O.14.3, así como el Anexo II(bis) del P.O.14.4, que sustituirá al Anexo II de dicho P.O.14.4.

Cuarto.

Dejar sin efectos, en la fecha prevista en el apartado tercero anterior, el texto del P.O.14.3 aprobado mediante resolución de la CNMC de 30 de noviembre de 2021 y el del P.O.14.4 aprobado por resolución de esta Comisión de 20 de mayo de 2021, y sus posteriores modificaciones de 16 de septiembre y 30 de noviembre de 2021.

Quinto.

Requerir al operador del sistema la elaboración de los informes descritos en el expositivo Tercero.5 de esta Resolución.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.

Madrid, 16 de diciembre de 2021.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO

### P.O.14.3 «Garantías de pago»

#### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a las liquidaciones establecidas en el Procedimiento de Operación 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema».

Las garantías exigibles a las empresas que ejerzan la actividad de comercialización de energía eléctrica para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad acreditarán su capacidad económica como requisito de acceso a la actividad, de acuerdo con la normativa vigente.

El operador del sistema podrá habilitar a un Tercero Autorizado para que realice la gestión de garantías y asuma la función de contrapartida central, en su caso. Si se ha concedido la citada habilitación, las menciones de este procedimiento de operación al operador del sistema relativas a la recepción, gestión y determinación de garantías, se entenderán realizadas al Tercero Autorizado. El operador del sistema informará adecuadamente a los Sujetos de Liquidación de la habilitación al Tercero Autorizado.

#### 2. *Ámbito de aplicación y definiciones*

##### 2.1 *Ámbito de aplicación.*

Este procedimiento de operación es de aplicación al operador del sistema, a los distribuidores y a los Sujetos de Liquidación acreditados ante el operador del sistema en calidad de participantes en el mercado o de los Despachos conforme a lo dispuesto en el Procedimiento de Operación 14.1 y en la normativa reguladora del procedimiento de liquidación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

## 2.2 Referencias y definiciones.

El término «Mercado» en este procedimiento se refiere al Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

El término «Despacho» en este procedimiento se refiere a los despachos económicos de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El término «Sujeto» en este procedimiento se refiere a los Sujetos de Liquidación.

El término «Sujeto de Liquidación» en este procedimiento se refiere al sujeto de liquidación responsable del balance (BRP) que, conforme a lo establecido en el PO 14.1 será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación/zona de regulación, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema. Se refiere asimismo al sujeto de liquidación responsable acreditado ante el operador del sistema de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago por su participación en los Despachos.

Las referencias a Ministerio en este procedimiento se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC en este procedimiento se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia

Los horarios mencionados en este procedimiento se refieren al horario central europeo CET (Central European Time).

## 3. Constitución de garantías

Los Sujetos de Liquidación que puedan resultar deudores como consecuencia de las liquidaciones del operador del sistema deberán aportar a éste garantía suficiente para dar cobertura a sus obligaciones económicas derivadas de su participación en el Mercado y en los Despachos, de tal modo que se garantice a los Sujetos acreedores el cobro íntegro de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema en los días de pagos y cobros establecidos en el Procedimiento de Operación 14.1.

La hora límite para aportar las garantías será las 14:00 horas del último día señalado en los distintos apartados de este procedimiento de operación.

## 4. Liberación de garantías

El operador del sistema liberará la garantía que preste el Sujeto de Liquidación en el momento en que éste pierda su condición de Sujeto de Liquidación, siempre que haya cumplido todas sus obligaciones y haya hecho frente a todas sus deudas derivadas de su participación en el mismo o, en su caso, siempre que se haya verificado que no existen tales deudas. En todo caso, los Sujetos de Liquidación deberán mantener una garantía mínima de 10.000 euros hasta la fecha de pagos de la Liquidación Final Definitiva de su último mes como Sujeto de Liquidación.

## 5. Cobertura de garantías

La garantía que debe prestar cada Sujeto responderá sin limitación alguna, conforme a lo establecido en el presente procedimiento de operación, de las obligaciones deudoras que asuma en virtud de la liquidación realizada por el operador del sistema.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos y recargos vigentes fueran exigibles a los Sujetos en el momento del pago por sus obligaciones deudoras por la liquidación realizada por el operador del sistema.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas por clientes, personas o entidades distintas de los Sujetos de Liquidación que actúen en el Mercado y en los

Despachos. Esta garantía no responderá de las obligaciones contraídas por los Sujetos de Liquidación con los sujetos que representen o gestionen ante el operador del sistema. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes de acceso, por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos y por las liquidaciones realizadas por el Operador del Mercado.

#### 6. Tipos de garantías exigidas

Las garantías que los Sujetos de Liquidación están obligados a prestar son las siguientes:

- a) Una garantía de operación básica que se determinará por el operador del sistema según lo establecido en el apartado 9, con el fin de asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía.
- b) Una garantía de operación adicional mensual y, en su caso, intramensual, calculada según lo establecido en el apartado 10 para cubrir las obligaciones de pago derivadas de futuras liquidaciones correctoras de la liquidación inicial para cada mes que no disponga de Liquidación Final Definitiva.
- c) Una garantía excepcional, exigible a los Sujetos en aquellos supuestos en que el operador del sistema lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de las garantías de operación básica y adicional, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto el operador del sistema podrá solicitar a una compañía de «rating» la calificación del riesgo del Sujeto de Liquidación a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía excepcional. El coste de esta calificación deberá ser asumido por el Sujeto afectado.

En todo caso, los Sujetos de Liquidación deberán tener depositado un valor mínimo de garantías proporcional a la energía consumida por los puntos frontera de consumidores que tiene asignados según lo establecido en el apartado 14.

#### 7. Formalización de garantías

##### 7.1 Instrumentos válidos para la constitución de garantías.

La constitución de las garantías deberá realizarse a favor del operador del sistema mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

a) Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el operador del sistema. El operador del sistema podrá invertir el efectivo existente en dicha cuenta. Los intereses devengados en esta cuenta, sean positivos o negativos, u otros cargos que aplique la entidad bancaria por los saldos en efectivo, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 0,25% que podrá conservar el operador del sistema en concepto de comisión de gestión, se trasladarán a los Sujetos que hayan aportado los depósitos en efectivo. El operador del sistema realizará las retenciones oportunas de acuerdo con la legislación vigente.

b) Aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo del Sujeto avalado o afianzado, a favor del operador del sistema, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del aval es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al beneficiario y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el Sujeto avalado o afianzado. El operador del sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

En caso de presentación de un aval o fianza solidaria otorgado por una entidad de crédito no residente, el operador del sistema podrá rechazar el aval o solicitar previamente a la aceptación del aval o fianza una opinión legal sobre la validez y

ejecutabilidad de la garantía en el país donde se haya concedido el aval o fianza. El coste de esta opinión legal será soportado por el Sujeto. En caso de ejecución del aval o de la fianza, los posibles costes de dicha ejecución irán a cargo del Sujeto.

Si la entidad avalista fuese declarada en situación concursal, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, o bien su calificación crediticia hubiera quedado por debajo de la mínima exigible en el apartado 7.2, el Sujeto obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, según lo dispuesto en dicho apartado.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del sistema pueda hacerla efectiva a primer requerimiento con fecha valor no más tarde de dos días hábiles siguientes al de la fecha del requerimiento.

c) Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de las obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el Sujeto.

Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de las obligaciones de pago del Sujeto respecto de las liquidaciones del operador del sistema, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación básica y adicional y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía excepcional, exigidas al Sujeto por el operador del sistema.

d) Cesión de los futuros cobros pendientes de pago de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema que el Sujeto que resulte acreedor como resultado de las liquidaciones que el operador del sistema haga a favor de los Sujetos deudores, siempre que esta cesión se realice de acuerdo con el modelo admitido por el operador del sistema, sea aceptada por el operador del sistema y el Sujeto que cede sus futuros cobros tenga un saldo acreedor en las liquidaciones previas de acuerdo a lo establecido en el apartado 12. Con independencia de la cantidad que el Sujeto cedente pueda hacer constar en el documento de cesión, la cantidad reconocida y, por tanto válida para constituir las garantías exigidas, será la menor entre la que consta en el documento y el máximo que se establece en el apartado 12.

La constitución de garantías mediante cesión de futuros cobros pendientes de pago podrá realizarse sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 10.1.

e) Certificado de Seguro de Caución solidario prestado por entidad aseguradora que no pertenezca al grupo del Sujeto tomador del seguro, a favor del operador del sistema, como asegurado, en el que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del sistema y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el Sujeto tomador del seguro. En particular, la falta de pago de la prima no dará derecho al asegurador a resolver el contrato ni este quedará extinguido, ni la cobertura del asegurador suspendida, ni éste liberado de su obligación caso de que se produzca el incumplimiento en el pago por parte del Sujeto tomador del seguro. El operador del sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

En caso de presentación de un certificado de seguro de caución solidario otorgado por una entidad aseguradora no residente, el operador del sistema podrá rechazar el certificado o solicitar previamente a la aceptación del certificado de seguro de caución una opinión legal sobre la validez y ejecutabilidad de la garantía en el país donde se haya concedido el seguro de caución. El coste de esta opinión legal será soportado por el Sujeto tomador del seguro. En caso de ejecución del certificado, los posibles costes de dicha ejecución irán a cargo del Sujeto tomador del seguro.

Si la entidad aseguradora fuera declarada en situación concursal, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, o bien su calificación crediticia hubiera quedado por debajo de la mínima exigible en el

apartado 7.2, el Sujeto obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, según lo dispuesto en dicho apartado.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del sistema pueda hacerla efectiva a primer requerimiento con valor no más tarde de dos días hábiles siguientes al de fecha de requerimiento.

#### 7.2 Calificación mínima exigible.

El operador del sistema podrá rechazar o limitar avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución si la entidad bancaria avalista o, en su caso, la entidad aseguradora no alcanza una calificación crediticia (*rating*) mínima - otorgada por al menos una de las siguientes agencias de calificación: Standard&Poors, Moody's, Fitch o DBRS - equivalente a la correspondiente otorgada por la misma agencia de calificación a la deuda del Reino de España, vigente en cada momento, menos un nivel.

La calificación crediticia podrá estar por debajo de la deuda del Reino de España menos un nivel siempre que como mínimo tenga una calificación «investment grade» otorgada por la misma agencia de calificación.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del sistema que no cumplan con la condición anterior, o bien aquellos que dejen de cumplirla por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del sistema podrá requerir, en su caso, a cada uno de los agentes que hayan formalizado dicha garantía, por medio que deje constancia fehaciente, su sustitución por otra garantía válida sobre la base del siguiente criterio:

– Garantías por debajo de la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles o sin calificación crediticia: deberán ser sustituidas en 10 días hábiles.

– Garantías con la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles: deberán ser sustituidas en el plazo de dos meses.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del sistema pueda hacerla efectiva a primer requerimiento con fecha valor no más tarde de dos días hábiles siguientes al de la fecha del requerimiento.

### 8. Gestión de las garantías constituidas

El operador del sistema será el responsable de la gestión de las garantías constituidas, en interés de los Sujetos de Liquidación, tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El operador del sistema deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

El operador del sistema conservará en todo momento los documentos en que se formalicen las garantías constituidas mientras su titular tenga la condición de Sujeto de Liquidación.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el operador del sistema dispondrá siempre de documentos de formalización de garantías para las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías, el operador del sistema conservará siempre el original de las garantías presentadas, que podrá ser reducido en su importe por el avalista en la parte de las garantías que haya sido ejecutada.

### 9. Garantía de operación básica

#### 9.1 Periodo de riesgo cubierto por la garantía de operación básica.

El periodo de riesgo que debe cubrir la garantía de operación básica se corresponderá con el período de liquidación inicial más un incremento para considerar los días adicionales hasta el pago efectivo y los siguientes cuatro días necesarios para la formalización de nuevas garantías en caso de incumplimiento y ejecución de las previamente existentes. En el caso de que el periodo de liquidación inicial sea quincenal, el periodo de riesgo será de 34 días.

#### 9.2 Plazo de constitución y periodo de vigencia de la garantía de operación básica.

El operador del sistema calculará y comunicará a los Sujetos de Liquidación, antes del último día hábil de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, la cuantía que deberán constituir los Sujetos por el concepto de garantía de operación básica exigida para el siguiente trimestre, sin perjuicio de la revisión diaria establecida en el apartado 11.

Los Sujetos de Liquidación deberán modificar la garantía constituida, conforme a lo exigido por el operador del sistema, durante los cuatro primeros días hábiles del mes que corresponda.

En el caso de que el operador del sistema incremente la frecuencia de las liquidaciones según se establece en el apartado 6.1 del Procedimiento de Operación 14.1, los parámetros establecidos en este apartado se revisarán en consonancia a los nuevos periodos de liquidación.

Cuando se produzcan cambios en los activos de los Sujetos de Liquidación, o bien se produzcan cambios regulatorios que afecten a los precios de compra o venta, la garantía de operación básica se revisará de acuerdo a estas nuevas condiciones, de modo que los valores históricos serán corregidos con arreglo al nuevo escenario para que representen fielmente las condiciones futuras esperadas.

El operador del sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En todo caso, en el momento de formalizar las garantías, la vigencia deber ser, como mínimo, hasta la fecha prevista de presentación de la próxima revisión más un mes.

#### 9.3 Determinación del importe de la garantía de operación básica exigida.

La garantía de operación básica para cada trimestre se determinará, de forma general, para cada Sujeto de forma consolidada por el conjunto de actividades que realice en el Mercado y en los Despachos, del siguiente modo:

a) Se formarán tres series, cada una de las cuales se iniciará el primer día del mismo mes del mismo trimestre del año anterior.

Cada serie estará constituida por un número de días, consecutivos, igual al periodo de riesgo definido en el apartado 9.1.

Se considerará el saldo neto deudor de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación del operador del sistema de cada una de las tres series.

b) Se seleccionará el mayor valor entre los tres valores anteriores.

c) Alternativamente, aquellos Sujetos que deseen una actualización más frecuente del cálculo de la garantía de operación deberán solicitar por escrito, según el modelo que el operador del sistema facilite, que se les someta a los requerimientos de este apartado 9.3.c) y que, por tanto, el cálculo de la garantía de operación se les realice sobre el segundo valor más alto de los tres valores mencionados en el apartado 9.3.a). Los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías más frecuente tendrán una revisión de garantía de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las misma, según se estipula en el apartado 11.

d) Si el valor seleccionado en los apartados 9.3.b) o 9.3.c) es inferior al valor mínimo establecido en el apartado 9.3.g), la garantía de operación básica será el valor mínimo.

e) El Sujeto vendrá obligado a comunicar al operador del sistema los cambios previstos en su saldo neto deudor del trimestre siempre que su saldo neto deudor previsto supere el saldo neto deudor considerado en los apartados anteriores para el cálculo de la garantía de operación básica. En este caso la garantía de operación básica exigida se aumentará respecto a la calculada de forma general en la misma proporción en que aumente su saldo neto deudor.

f) Se procederá de manera análoga si el Sujeto comunicase cambios previstos y justificados en su saldo neto deudor del trimestre que supongan una reducción mayor del 20% del saldo neto deudor considerado para el cálculo de la garantía de operación básica según los anteriores apartados. En todo caso, los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías tendrán una revisión de garantía de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 11. Si en algún momento del trimestre, el saldo neto deudor supera el previsto por el Sujeto, éste no podrá solicitar en la siguiente revisión trimestral una reducción de la garantía respecto al cálculo inicial.

g) En todo caso, la garantía de operación básica nunca se considerará inferior a 10.000 euros ni inferior, en el caso de Sujetos con unidades de producción, genéricas o importación, a la suma de las potencias máximas de sus unidades de producción peninsulares, genéricas y de importación multiplicadas por veinticuatro horas, por cuatro días y por el 10% del precio medio de desvíos por menor generación del último mes natural disponible. No se considerarán en este cálculo las potencias de instalaciones con derecho de cobro de incentivo a la inversión, de servicio de disponibilidad o integradas en zona de regulación.

La garantía de operación básica calculada según se establece en este apartado se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

#### 9.4 Garantía de operación básica inicial.

Los nuevos Sujetos de Liquidación deberán depositar previamente una garantía de operación básica inicial por un importe igual al mayor de los tres valores siguientes:

- la garantía de operación básica mínima establecida en el apartado 9.3.g);
- el importe resultante de multiplicar la previsión de adquisición de energía del Sujeto para consumidores en el periodo de riesgo definido en el apartado 9.1 multiplicada por el coste medio final liquidado en el último mes natural a comercializadores libres y consumidores directos del sistema eléctrico que corresponda más impuestos.
- en el caso de un nuevo Sujeto de Liquidación que inicia su actividad como responsable de los cobros y pagos de otros sujetos, la garantía de operación básica inicial será el saldo deudor de la Liquidación Inicial de los otros sujetos el día anterior al último día de cobros y pagos más impuestos.

La garantía de operación básica inicial se mantendrá como garantía de operación básica hasta que se disponga de los datos del año anterior necesarios para aplicar el apartado 9.3.a), sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 9.3.e). Si el nuevo Sujeto de Liquidación reinicia su actividad después de un periodo de baja se aplicará lo dispuesto en los párrafos anteriores.

#### 10. Garantía de operación adicional

La garantía de operación adicional mensual y, en su caso, intramensual, será solicitada por el operador del sistema a todos los Sujetos para los meses en que no se disponga de Liquidación Final Definitiva.

La garantía de operación adicional calculada según este apartado 10 se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

10.1 Plazo de constitución y periodo de vigencia de la garantía de operación adicional.

El operador del sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En el momento de formalizar las garantías, éstas no podrán ser cesiones de derechos de cobro y su vigencia deberá ser, como mínimo, de doce meses.

La solicitud de garantía de operación adicional mensual en el mes M tendrá lugar el primer día hábil posterior al cierre de la Liquidación Inicial Provisional Segunda del mes M-1 y los Sujetos deberán constituir la garantía solicitada en los cuatro días hábiles siguientes a la petición.

La garantía de operación adicional intramensual en el mes M se considerará en el cálculo del seguimiento diario al que se refiere el apartado 11 de este procedimiento, a partir del primer día hábil de la segunda quincena del mes M.

10.2 Determinación del importe de la garantía de operación adicional mensual.

El importe de garantía de operación adicional (GOA) exigida en el mes M por el conjunto de meses sin Liquidación Final Definitiva se calculará como suma de la garantía de operación adicional de cada uno de dichos meses sin Liquidación Final Definitiva:

$$GOA_M = \sum_m GOA_m$$

El importe de la garantía de operación adicional de cada mes m sin Liquidación Final Definitiva  $GOA_m$  se calculará conforme a los apartados siguientes.

Los importes de las liquidaciones incluyen impuestos. El signo de los importes es positivo para saldos deudores y negativo para saldos acreedores. El valor  $GOA_m$  será positivo o cero.

10.2.1 Meses cuya última liquidación facturada es la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2).

La determinación del importe de la garantía de operación adicional  $GOA_m$  en los meses que no dispongan de Liquidación Intermedia Provisional se realizará del siguiente modo:

a) Se tomará la serie formada por los últimos nueve meses con Liquidación Final o Intermedia publicada por el operador del sistema.

b) Para cada Sujeto de Liquidación se calculará, para cada mes de la serie de nueve meses, el porcentaje P según la fórmula siguiente:

$$P = (LFI - LIC) / LIC$$

Donde:

LFI es el importe neto de la Liquidación Final o Intermedia consolidada del Mercado y de los Despachos, con la siguiente prelación en cada mes:

- Si el mes dispone de cierre de Liquidación Final Definitiva (C5) publicada, LFI tomará el valor del cierre de Liquidación Final Definitiva (C5) publicada;
- si el mes no dispone de cierre de Liquidación Final Definitiva publicada (C5), LFI tomará el valor del avance de Liquidación Final Definitiva (A5) publicada;
- si el mes no dispone de avance de Liquidación Final Definitiva publicada (A5), LFI tomará el valor del cierre de Liquidación Final Provisional publicada (C4);
- si el mes no dispone de cierre de Liquidación Final Provisional (C4) publicada, LFI tomará el valor del avance de Liquidación Final Provisional (A4) publicada;
- si el mes no dispone de avance de Liquidación Final Provisional (A4) publicada, LFI tomará el valor del cierre de Liquidación Intermedia Provisional (C3) publicada;

– si el mes no dispone de cierre de Liquidación Intermedia Provisional (C3) publicada, LFI tomará el valor del avance de la Liquidación Intermedia Provisional (A3) publicada;

– si el mes no dispone del avance de la Liquidación Intermedia Provisional (A3) publicada, el mes no formará parte de la serie.

LIC es el importe neto de la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2) consolidada del Mercado y de los Despachos.

c) Cada porcentaje P se ponderará por la cuota de la liquidación inicial del mes sobre las liquidaciones de todos los meses de la serie para obtener el porcentaje ponderado PPON:

$$PPON = P \times LIC / \sum LIC$$

d) Se determinará el porcentaje P3 como el porcentaje P del mes con el tercer porcentaje PPON más alto de la serie de nueve meses, atendiendo a lo siguiente:

- Si P3 es inferior al 1% el valor de P3 será del 1%.
- Si LIC es cero en todos los meses de la serie, el valor de P3 será el 10%.
- Si no hay tres meses con LFI distinto de cero en la serie, el valor de P3 será el 10%.

e) El importe de la garantía de operación adicional de cada mes m será:

$$GOA_m = P3 \times LIC$$

En caso de que el porcentaje P3 sea superior al 500%, el importe de la garantía de operación adicional de cada mes m será:

$$GOA_m = \min (P3 \times LIC, \text{máx} (LFI - LIC))$$

Siendo máx (LFI – LIC) la máxima diferencia deudora entre la Liquidación Final o Intermedia y la Liquidación Inicial en la serie de nueve meses.

Si LIC es cero y el Sujeto de Liquidación no está dado de baja en el mes, el valor de GOA<sub>m</sub> será igual a la máxima diferencia deudora entre la Liquidación Final o Intermedia y la Liquidación Inicial en la serie de nueve meses:

$$GOA_m = \text{máx} (LFI - LIC)$$

En todo caso, si el valor GOA<sub>m</sub> es menor que la garantía de operación adicional intramensual del mes calculada en el apartado 10.3, se tomará como valor GOA<sub>m</sub> el importe de la garantía de operación adicional intramensual del mes para aquellos Sujetos de Liquidación a los que no se les haya aplicado la liquidación potestativa conforme a lo dispuesto en el apartado 6.6.1 del PO 14.1.

10.2.2 Mes con avance de la Liquidación Intermedia Provisional (A3) publicada no facturada.

El importe de la garantía de operación adicional en los meses en los que se dispone de Liquidación Intermedia Provisional (A3) publicada no facturada será:

$$GOA_m = IMPA3C2$$

IMPA3C2 es la diferencia mensual deudora neta consolidada del Mercado y de los Despachos entre el avance de la Liquidación Intermedia Provisional (A3) y la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2). Si la diferencia es acreedora, el importe GOA<sub>m</sub> será cero.

10.2.3 Meses cuya última liquidación facturada es la Liquidación Intermedia Provisional (C3) sin avance de la Liquidación Final Provisional publicada.

La determinación del importe de la garantía de operación adicional  $GOA_m$  en los meses que dispongan de Liquidación Intermedia Provisional (C3) facturada y para los que no se haya publicado el avance de la Liquidación Final Provisional se realizará del siguiente modo:

- Se tomará la serie formada por los últimos cinco meses con Liquidación Final Definitiva (C5) publicada por el operador del sistema.
- Para cada Sujeto de Liquidación se calculará, para cada mes de la serie de cinco meses, el porcentaje PFPD según la fórmula siguiente:

$$PFPD = (LFD - LIP) / LIP$$

Donde:

LFD es el importe neto consolidado del Mercado y de los Despachos de la Liquidación Final Definitiva (C5).

LIP es el importe neto consolidado del Mercado y de los Despachos de la Liquidación Intermedia Provisional (C3).

- Se determinará el porcentaje P3PF como el tercer porcentaje PFPD más alto de la serie de cinco meses. Si P3PF es inferior al 0,2% el valor de P3PF será el 0,2%. Si no hay tres meses con LFD distinto de cero en la serie, el valor de P3 será el 1,8%
- El importe de la garantía de operación adicional de cada mes  $m$  será:

$$GOA_m = P3PF \times LIP$$

Si LIP es cero y el Sujeto de Liquidación no está dado de baja en el mes, el valor de  $GOA_m$  será igual a la máxima diferencia deudora entre la Liquidación Final Definitiva y la Liquidación Intermedia Provisional en la serie de cinco meses:

$$GOA_m = \max(LFD - LIP)$$

10.2.4 Mes con avance de la Liquidación Final Provisional (A4) publicada no facturada.

El importe de la garantía de operación adicional en los meses en los que se dispone de Liquidación Final Provisional (A4) publicada no facturada será:

$$GOA_m = IMPA4C3$$

IMPA4C3 es la diferencia deudora neta consolidada del Mercado y de los Despachos en el mes  $m$  entre el avance de la Liquidación Final Provisional (A4) y la Liquidación Intermedia Provisional (C3). Si la diferencia es acreedora, el importe de  $GOA_m$  será cero.

10.2.5 Meses cuya última liquidación facturada es la Liquidación Final Provisional (C4) sin avance de la Liquidación Final Definitiva (A5).

La determinación del importe de la garantía de operación adicional  $GOA_m$  para los meses en que se disponga de Liquidación Final Provisional (C4) facturada se realizará como sigue:

- Se calculará el valor del porcentaje P3PF del mismo modo que en el apartado 10.2.3.

b) La garantía de operación adicional será:

$$GOA_m = P3PF \times LIP - IMPC4C3$$

IMPC4C3 es la diferencia mensual neta deudora del Mercado y los Despachos, positiva o negativa, entre la Liquidación Final Provisional y la Liquidación Intermedia Provisional. Este valor será cero mientras el cierre de medidas denominado M+3 se realice en el mes M+3, conforme al apartado 6.3 del PO10.5.

Si LIP es cero y el Sujeto de Liquidación no está dado de baja en el mes, el valor de la  $GOA_m$  será igual a la máxima diferencia deudora entre la Liquidación Final Definitiva (C5) y la Liquidación Intermedia Provisional (C3) en la serie de cinco meses del apartado 10.2.3, menos la diferencia mensual entre la Liquidación Final Provisional y la Liquidación Intermedia Provisional:

$$GOA_m = \max(LFD-LIP) - IMPC4C3$$

10.2.6 Mes con avance de la Liquidación Final Definitiva (A5) publicada no facturada.

El importe de la garantía de operación adicional en los meses en los que se dispone de Liquidación Final Definitiva (A5) publicada no facturada será:

$$GOA_m = IMPA5C4$$

IMPA5C4 es la diferencia deudora neta consolidada del Mercado y de los Despachos en el mes m entre el avance de la Liquidación Final Definitiva (A5) y la Liquidación Final Provisional (C4). Si la diferencia es acreedora, el importe de  $GOA_m$  será cero.

10.2.7 Cambio de Sujeto de Liquidación de comercializadores o consumidores directos.

Si un Sujeto de Liquidación es el nuevo Sujeto de Liquidación de comercializadores o consumidores directos con histórico de liquidaciones en los nueve meses de la serie del apartado 10.2.1.a), los cálculos de los apartados anteriores se realizarán con la liquidación agregada del Sujeto de Liquidación y de los comercializadores y consumidores directos en los nueve meses.

10.2.8 Sujetos con Liquidación Potestativa.

El cálculo de la garantía de operación adicional para Sujetos de Liquidación con Liquidación Inicial Potestativa se realizará de acuerdo a los apartados anteriores. A efectos del cálculo del porcentaje P3 se calcularán dos porcentajes:

– Porcentaje P3A: se calculará según el apartado 10.2.1 considerando solamente los meses de la serie de nueve meses definida en el apartado 10.2.1.a) sin Liquidación Inicial Potestativa.

– Porcentaje P3B: se calculará según el apartado 10.2.1 considerando solamente los meses de la serie de nueve meses definida en el apartado 10.2.1.a) con Liquidación Inicial Potestativa. Si no existen tres meses con Liquidación Inicial Potestativa, el valor P3B será la media de los valores 1,8% y 10% ponderados, respectivamente, por la cuota del programa trimestral de los clientes de tipo 1,2 y 3 por la cuota del programa trimestral del resto de clientes.

Para aquellos meses cuya última liquidación facturada es la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2), el cálculo del importe  $GOA_m$  de acuerdo al apartado 10.2.1.e) se realizará sustituyendo el P3 por:

- Porcentaje P3A si el mes  $m$  es un mes sin Liquidación Inicial Potestativa.
- Porcentaje P3B si el mes  $m$  es un mes con Liquidación Inicial Potestativa.

El mínimo valor de P3 del apartado 10.2.1.c) a aplicar a los meses con Liquidación Inicial Potestativa será del 0,5% si el consumo mensual con Liquidación Potestativa del Sujeto de Liquidación es superior al 90% de su consumo total mensual.

10.3 Garantía de operación adicional intramensual por actividades de adquisición de energía para consumidores dentro del sistema eléctrico español.

10.3.1 Información necesaria para el cálculo de la garantía de operación intramensual.

El operador del sistema calculará el importe de la garantía de operación adicional intramensual utilizando la siguiente información:

- Relación de todos los puntos de suministro (CUPS) del comercializador o consumidor directo en el primer día del mes  $M$  comunicada al operador del sistema por los distribuidores con el mismo calendario establecido en el apartado 8.7 del P.O. 10.5 «Cálculo del Mejor Valor de energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

- Medida agregada mensual de los puntos de suministro (CUPS) del comercializador o consumidor directo en el mismo mes del año anterior comunicada al operador del sistema por los distribuidores de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 8.8 y, en su caso, en los apartados 8.9 y 8.11 del P.O. 10.5 «Cálculo del Mejor Valor de energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas»

- Potencia contratada en el primer día del mes  $M$  de los puntos de suministro (CUPS) del comercializador o consumidor directo que no estuvieran dados de alta el mismo mes del año anterior comunicada al operador del sistema por los distribuidores con el mismo calendario establecido en el apartado 8.7 del P.O. 10.5 «Cálculo del Mejor Valor de energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

10.3.2 Determinación del importe de la garantía de operación intramensual.

Cada día hábil a partir del día 15 del mes  $M$ , el operador del sistema calculará el importe de la garantía de operación adicional intramensual a los Sujetos de Liquidación según la siguiente fórmula redondeada al alza a un múltiplo de mil euros:

$$GOAIM = (EEST - EPRDA) \times PROS$$

GOAIM es la garantía de operación adicional intramensual.

EEST es el consumo de energía estimado de todos los puntos de suministro (CUPS) asignados al Sujeto de Liquidación el primer día del mes  $M$ . Los puntos de suministro del Sujeto de Liquidación son los puntos de suministro asignados a los comercializadores y consumidores directos cuya liquidación ante el operador del sistema es responsabilidad del Sujeto de Liquidación.

Los valores de GOAIM, EEST, EPRDA y PROS se calcularán para el periodo entre el primer día del mes  $M$  y el día anterior al día en que se realiza el cálculo.

El operador del sistema calculará el valor EEST como suma de:

- Energía total medida en el mismo mes del año anterior de los puntos de suministro asignados el primer día del mes  $M$  al Sujeto de Liquidación, prorrateada por el número de días entre el primer día del mes  $M$  y el día anterior al día en que se realiza el cálculo.

– Energía estimada de acuerdo al apartado 79.7.b) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para aquellos puntos de suministro asignados el primer día del mes M al Sujeto de liquidación que no estuvieran dados de alta el mismo mes del año anterior.

EPRDA es la suma del programa de adquisición de energía en el periodo entre el primer día del mes M y el día anterior al día en que se realiza el cálculo y de los desvíos liquidados en ese periodo de los comercializadores y consumidores directos asignados al Sujeto de Liquidación el primer día del mes M, descontando la energía por órdenes de reducción de potencia.

PROS es el precio medio de la liquidación ante el operador del sistema. En el sistema peninsular se calculará como:

$PROS_{\text{península}}$  = suma del precio medio mensual en el periodo entre el primer día del mes M y el día anterior al día en que se realiza el cálculo de la liquidación peninsular del operador del sistema a comercializadores libres y consumidores directos, excluidos los desvíos, y del precio medio aritmético de desvíos por mayor consumo para el mismo periodo.

En los territorios no peninsulares se calculará como:

$PROS_{\text{no peninsulares}}$  = precio medio mensual en el periodo entre el primer día del mes M y el día anterior al día en que se realiza el cálculo de la liquidación del sistema aislado a comercializadores libres y consumidores directos.

Si el valor obtenido para GOAIM según lo anterior es negativo, GOAIM será igual a cero.

El operador del sistema publicará los datos anteriores a los Sujetos de Liquidación con garantía intramensual.

#### *11. Revisión de la garantía de operación exigida (básica y adicional) como consecuencia del seguimiento diario de las mismas*

Para el cálculo del importe de las garantías exigidas que en cada momento correspondan, el operador del sistema podrá verificar en cualquier momento que la garantía aportada por el Sujeto de Liquidación cubre el importe total de las obligaciones de pago devengadas y no abonadas. Para realizar este seguimiento de forma transparente, el operador del sistema pondrá diariamente a disposición de los Sujetos, a través de la aplicación informática del operador del sistema, la siguiente información:

- a) Las garantías constituidas por el Sujeto.
- b) Las obligaciones de pago menos los derechos de cobro devengados hasta la fecha, más las garantías de operación adicional mensual y, en su caso, intramensual, exigida según el apartado 10.
- c) El valor porcentual del valor obtenido en el apartado b) respecto de las garantías constituidas que se indican en el apartado a.
- d) El valor de la garantía constituida que teóricamente no está cubriendo ni obligaciones de pago menos derechos cobrados, ni la garantía por operación adicional exigida, ni la garantía excepcional exigida, que determinará la garantía disponible.
- e) Una estimación del número de días de obligaciones de pago que pueden ser cubiertos por la garantía disponible. Para dicha estimación se utilizará la media diaria de las obligaciones de pago devengadas en los últimos diez días naturales.

Si el número de días calculado según el apartado e) es inferior a siete o el porcentaje calculado según el apartado c) es superior al ochenta por ciento, el operador del sistema instará al Sujeto de Liquidación al aumento o reposición de garantías del siguiente modo:

Las nuevas garantías exigidas se calcularán conforme a lo establecido en el apartado 9.3, tomando el nuevo volumen de las compras en el Mercado o en los Despachos si la insuficiencia se debe a un aumento de las compras, y tomando como base el valor económico de las obligaciones de pago de la semana anterior si la insuficiencia se debe a un aumento de precios respecto al considerado en el cálculo original o a otra causa. En cualquier caso, el importe de aumento o reposición de garantías será como mínimo igual al monto de garantías necesarias para cumplir con lo estipulado en el párrafo anterior, aumentado en un 20%, y redondeado al alza a un múltiplo de mil euros.

Para aquellos Sujetos de Liquidación que se hayan acogido a una actualización de garantías más frecuente en los términos de los apartados 9.3.c) y 9.3.f), los parámetros de 7 días y 80% serán de 14 días y 60%, respectivamente.

El Sujeto de Liquidación deberá constituir la garantía exigida antes de las 14:00 horas del tercer día hábil posterior a la petición de aumento o reposición de garantías. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 13, el segundo incumplimiento de este plazo en un mismo mes implicará que el seguimiento diario pasará a realizarse con los parámetros de 14 días y 60%.

## 12. Cesión de cobros

### 12.1 Cálculo de los derechos de cobro que se pueden ceder a terceros.

Los cobros que un Sujeto de Liquidación puede ceder a otro Sujeto y que se considerarán válidos para la constitución de garantías, los calculará el operador del sistema en las mismas fechas y para el mismo periodo en que calcule las garantías que deben constituir los Sujetos deudores, de la forma siguiente:

a) En el caso de que un Sujeto comunique al operador del sistema que desea realizar cesión de cobros a otro Sujeto, se le calculará la cantidad máxima que puede ceder como la suma acreedora de los saldos de sus derechos de cobro y sus obligaciones de pago en el período de días consecutivos en los que se ha calculado el valor de las obligaciones deudoras para el cálculo de las garantías del Sujeto receptor de la cesión, según el apartado 9.3.

b) En el caso de que un Sujeto comunique al operador del sistema que desea realizar cesión de cobros a varios Sujetos, una vez calculadas individualmente las garantías que deben prestar los Sujetos, se calcularán las correspondientes al conjunto de los Sujetos receptores de la cesión de cobros determinando la cuantía y el período de días correspondiente de la forma indicada en el apartado 9.3. Los cobros que puede ceder el Sujeto como garantía al conjunto de Sujetos se calcularán, para el periodo determinado en el punto anterior, como si de un Sujeto individual se tratara.

Si los cobros a ceder no cubrieran la suma de las garantías exigidas de forma individual a cada uno de los Sujetos, éstos deberán constituir la garantía que falte mediante cualquier otro de los instrumentos establecidos en apartado 7. A efectos de determinar la cantidad que falta se repartirán los cobros a ceder según el orden de precedencia que comunique el Sujeto cedente, o, en su defecto, en proporción a las obligaciones deudoras de los Sujetos receptores.

### 12.2 Cesión de derechos de cobro como consecuencia del seguimiento diario de las garantías

Si en el seguimiento diario de las garantías de un Sujeto, según está previsto en el apartado 11, se detecta que se dan las circunstancias para exigir al Sujeto el aumento de las garantías constituidas, y otro Sujeto comunica su deseo de cederle sus derechos de cobro, se le calcularán los que le resulten acreditados y pendientes de cobro en el periodo actual.

### 13. Criterios de actuación frente a los incumplimientos

#### 13.1 Incumplimiento de las obligaciones de pago.

En el caso de que algún Sujeto de Liquidación incumpliera en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de su actividad en el Mercado o en los Despachos, el operador del sistema ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del Sujeto incumplidor.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del sistema por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, podrá ser causa de suspensión de la participación del Sujeto en el Mercado y en los Despachos.

En estos casos, el operador del sistema podrá acordar la suspensión provisional del Sujeto incumplidor como Sujeto de Liquidación, participante en el Mercado y en los Despachos, y la suspensión provisional de los sujetos de cuya liquidación sea responsable, dando cuenta de ello a la CNMC y al Ministerio.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de pago derivadas de la actividad del Sujeto de Liquidación en el Mercado o en los Despachos.

Asimismo, en atención a las circunstancias que concurren, y que así lo justifiquen, la falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del sistema por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, podrá ser entendida como el incumplimiento del requisito de capacidad económica, de acuerdo con la normativa vigente.

#### 13.2 Insuficiencia de las garantías e incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías

Cuando como consecuencia de la ejecución de garantías, por ser éstas insuficientes conforme a los apartados 9, 10 y 11, por expirar o ser insuficiente su plazo de vigencia, o como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías en los plazos previstos en los apartados 9, 10 y 11, o por cualquier otra razón, las garantías no fueran válidas o fueran insuficientes, el operador del sistema requerirá al Sujeto de Liquidación en cuestión para que reponga su garantía en el plazo de dos días hábiles. Si el riesgo es superior a la cobertura de las garantías o si transcurrido este plazo la garantía no hubiera sido repuesta, el operador del sistema podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto de Liquidación, Sujeto del Mercado y de los Despachos y la suspensión provisional de los sujetos de cuya liquidación sea responsable. Asimismo, transcurrido el plazo indicado para la reposición de garantías, cualquier nota de abono derivada de cualquier liquidación o reliquidación posterior, será retenido como garantías hasta la reposición de la garantía exigida.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de pago derivadas de la actividad del Sujeto de Liquidación en el Mercado o en los Despachos.

Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la CNMC y al Ministerio.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de un Sujeto de Liquidación de cualquiera de las garantías previstas en estos Procedimientos de Operación se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el operador del sistema, en caso de acordar la suspensión del Sujeto, podrá proceder a realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el PO 14.1.

#### 13.3 Situación concursal de un Sujeto de Liquidación.

En el caso de que un Sujeto de Liquidación entrara o estuviera en una situación concursal, deberá comunicarlo de inmediato al operador del sistema. El operador del sistema podrá exigirle una garantía complementaria e incluso podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado y de los Despachos. Una vez acordada

la suspensión, se dará cuenta de ello a la CNMC y al Ministerio. Una vez acordada la suspensión provisional, el operador del sistema podrá realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el PO 14.1. En todo caso, no se admitirán altas de Sujetos de Mercado o de Despachos ni de Sujetos de Liquidación que se encuentren en situación concursal.

#### 13.4 Incumplimiento prolongado en el pago.

En el supuesto de que se produzca un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto de Liquidación, que no resulte cubierto por las garantías constituidas por dicho Sujeto, el operador del sistema se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido en el ordenamiento jurídico. El Sujeto incumplidor vendrá obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados.

A estos efectos, se considera que se produce un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto si transcurriesen dos días hábiles desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se haya realizado.

#### 13.5 Incumplimientos de Sujetos de Liquidación responsables de la liquidación de comercializadoras o consumidores directos.

Si los incumplimientos descritos en este apartado 13 corresponden a un Sujeto de Liquidación responsable de la liquidación de empresas comercializadoras o consumidores directos, el operador del sistema informará al Ministerio a efectos de lo dispuesto en el artículo 47 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en su normativa de desarrollo. Asimismo, informará a la CNMC a los efectos oportunos.

#### 14. *Garantía para acreditar la capacidad económica de un Sujeto de Liquidación*

##### 14.1 Garantía mínima para acreditar la capacidad económica.

Cada día hábil, el operador del sistema calculará la garantía mínima para acreditar la capacidad económica de los Sujetos de Liquidación que tienen asignados puntos frontera de consumidores. Esta garantía será el mayor de los tres importes siguientes:

- a) la garantía exigida por la suma de las garantías de operación básicas, garantía de operación adicional y garantías excepcionales. En el caso de los Sujetos de Liquidación de comercializadores de referencia, se descontará la suma de las garantías anteriores correspondiente a la actividad de comercialización de referencia, calculadas como si el comercializador de referencia fuera su Sujeto de Liquidación exclusivo.
- b) la garantía exigida por seguimiento diario.
- c) la garantía por el consumo de energía de los CUPS asignados que se calculará conforme a lo dispuesto en el apartado siguiente.

Cada día hábil, el operador del sistema verificará la capacidad económica de cada Sujeto de Liquidación y la calificará positivamente si las garantías depositadas, excluyendo en su caso, las correspondientes a la actividad de comercializador de referencia, son iguales o superiores al mayor de los tres importes anteriores. A efectos de la verificación, solamente se considerarán las garantías depositadas con vigencia mínima hasta el último día del mes M+12.

En caso de que su capacidad económica no sea calificada positivamente, el Sujeto de Liquidación dispondrá de un plazo de 7 días naturales para depositar las garantías exigidas. Si el primer día hábil posterior al séptimo día natural el Sujeto de Liquidación no ha depositado las garantías, se considerará que tiene suspendida parcialmente su condición de Sujeto de Liquidación, Sujeto del Mercado y de los Despachos a los efectos de incorporar nuevos suministros de cuyos desvíos se haga responsable. No obstante, este sujeto seguirá conservando la consideración de Sujeto de Liquidación, del Mercado

y de los Desvíos al respecto de las obligaciones propias de la cartera de clientes que mantiene, cartera de clientes para la que tal consideración de Sujeto de Liquidación, del Mercado y de los Desvíos no se considerará suspendida por el motivo de la suspensión parcial antes mencionada relativa a los nuevos CUPS.

La suspensión parcial de un Sujeto de Liquidación supondrá también la suspensión parcial de todos los comercializadores y consumidores directos de los que sea su Sujeto de Liquidación, excepto de los comercializadores de referencia.

Conforme a lo dispuesto en el PO 10.5, el operador del sistema pondrá a disposición de los distribuidores la relación de comercializadores suspendidos parcialmente para que, a partir del día siguiente, no tramiten el alta de nuevos CUPS asignados a estos comercializadores mientras persista la suspensión parcial del comercializador para incorporar nuevos suministros.

El operador del sistema no podrá dar de alta CUPS a consumidores directos mientras persista la falta de capacidad económica de su Sujeto de Liquidación.

#### 14.2 Cálculo de la garantía por el consumo de energía de los CUPS asignados.

a) Los distribuidores deberán remitir al operador del sistema la siguiente información para todas las comercializadoras, excluidas las comercializadoras de referencia:

- Los CUPS asignados a cada comercializadora desde las 00:00 del primer día de cada mes M del año A.

- Cada día D, los CUPS asignados a cada comercializadora durante el mes hasta dos días antes (D-2) con la fecha de inicio de la asignación desde las 00:00.

- Cada día D, los CUPS desasignados a cada comercializadora durante el mes hasta dos días antes (D-2) con la fecha de inicio de la asignación desde las 00:00.

b) El operador del sistema determinará los mismos datos del apartado anterior para los CUPS de consumidores directos en mercado.

c) Con la información anterior, el operador del sistema calculará diariamente, para cada Sujeto de Liquidación, la energía mensual total consumida (EMMA), en todo el mes M del año A-1, en los CUPS que tiene asignados el día i del mes M del año A. Este cálculo se realizará separadamente para el sistema peninsular y cada territorio no peninsular.

d) La garantía por el consumo de energía de los CUPS asignados a cada Sujeto (EMMA), se calculará diariamente, de forma separada para el sistema peninsular y para cada territorio no peninsular, según la fórmula siguiente:

$$\text{GMCUPS} = (\text{GMCUPSC2} + \text{GMCUPSC3}) \times (1 + \text{Impuestos})$$

donde:

El término GMCUPSC2 es la parte de la garantía mínima para dar cobertura a una liquidación inicial mensual que estaría pendiente en caso de impago:

$$\text{GMCUPSC2} = \text{PorcC2} \times \text{PreLiqC2} \times \text{Cminor} \times \text{EMMA}$$

El término GMCUPSC3 es la parte de la garantía mínima para dar cobertura a las liquidaciones intermedias mensuales que estarían pendientes en caso de impago:

$$\text{GMCUPSC3} = \text{Nmeses} \times (1 - \text{PorcC2}) \times (\text{PreLiqC2} + \text{PreDesvio}) \times \text{Cminor} \times \text{EMMA}$$

donde:

- PorcC2 es el cociente, entre la energía consumida liquidada en barras de central de la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2) del mes más reciente con liquidación

C3 y la energía mensual medida en punto frontera de ese mes; se calculará de forma separada para cada Sujeto en el sistema peninsular y en cada territorio no peninsular. Si el cociente es mayor que uno, se tomará el valor uno. Si no existen datos para calcular el cociente anterior, se tomará el valor 0,85.

El operador del sistema podrá aplicar el valor del PorcC2 del Sujeto del que proceden de forma significativa los CUPS de un Sujeto si éste es inferior al del Sujeto entrante. Este valor se aplicará durante un periodo Nmeses. El operador del sistema comunicará a la CNMC los casos donde se haya aplicado lo dispuesto en este párrafo.

En caso de fusiones o reorganizaciones societarias, el valor PorcC2 será el del menor de los valores de PorcC2 de los BRP de origen y destino.

– PreLiqC2 es el cociente de los importes liquidados a todas las comercializadoras libres y consumidores directos, excepto los importes correspondientes a desvíos, entre la energía liquidada en el cierre de la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2) del mes M-2. Se calculará de forma separada para el sistema peninsular y para cada territorio no peninsular.

– PreDesvio es la media aritmética del precio del desvío a bajar en el cierre de la Liquidación Inicial Provisional Segunda (C2) del mes M-2.

– Nmeses es la suma del número de meses (Nliqmed) pendientes de la liquidación de los desvíos con medidas cuando se agotan las garantías depositadas para cubrir impagos y del número de meses (Ntraspaso) posteriores hasta que se ejecuta el traspaso forzoso conforme a lo previsto en la normativa vigente.

El valor de Ntraspaso será de 1 mes o el que se establezca normativamente.

– Cminor es el margen inferior de descenso del consumo respecto al mismo periodo del año anterior. Su valor será 0,90.

– Impuesto es el porcentaje de impuestos que corresponda a cada territorio (IVA, IGIC o IPSI).

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

##### **I. ASPECTOS GENERALES**

###### **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 técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.

b. La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.

c. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el procedimiento de operación 7.2.

d. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el procedimiento de operación 7.3.

e. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

###### **2. *Ámbito de aplicación, referencias y definiciones***

###### **2.1 *Ámbito de aplicación.***

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los participantes en el mercado (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus

siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés).

## 2.2 Referencias.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

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

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a Normas CCFR en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia conforme a lo previsto en el artículo 50.3 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a Normas CCU en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados conforme a lo previsto en el artículo 51.1 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

## 2.3 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Unidad de programación (UP)»: es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en el procedimiento de operación 3.1.

«Programas de intercambio transfronterizos de producto RR» o «Programas de intercambio RR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance del producto de reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés).

«Proceso de compensación de desequilibrios»: proceso Imbalance Netting (IN por sus siglas en inglés).

### 3. Criterios generales

#### 3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación 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.
- e. Los derechos de cobro que resulten con signo negativo (debido a precios negativos) se convertirán en obligaciones de pago. Las obligaciones de pago con signo positivo (debido a precios negativos) se convertirán en derechos de cobro.

#### 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.
- g. Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

## II. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE BALANCE

### ENERGÍA DE BALANCE PROVISTA POR LOS BSP DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

#### 4. *Productos de energía de balance*

La energía de balance se asigna a los proveedores de servicios de balance (BSP) a través de los siguientes productos:

- (a) Producto de reserva de sustitución «Replacement Reserve» (RR).
- (b) Regulación terciaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6 y 7.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 8.

#### 5. *Energía de balance del producto RR*

##### 5.1 Energía de balance de producto RR a subir.

a) La activación de ofertas de energía de balance a subir del producto RR da lugar a un derecho de cobro para cada unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRu = \sum_q ERRSu \times PMRR$$

donde:

ERRSu = Energía activada del producto RR a subir por a la unidad  $u$ .

PMRR = Precio marginal cuartohorario del producto RR

En el caso de que el PMRR sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de

esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCFu = \sum_q ERRSCFu \times \text{máx} (PMRR, POFRRSu)$$

donde:

ERRSCFu = Energía activada a subir del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

POFRRSu = Precio cuartohorario de la oferta activada del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

En el caso de que  $\text{máx} (PMRR, POFRRSu)$  sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

#### 5.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

a) La activación de ofertas de energía de balance a bajar del producto RR da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRu = \sum_q ERRBu \times PMRR$$

donde:

ERRBu = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$ .

PMRR = Precio marginal cuartohorario del producto RR.

En el caso de que el PMRR sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea inferior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. La obligación de pago se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRBCFu = \sum_q ERRBCFu \times \text{mín} (PMRR, POFRRBu)$$

donde:

ERRBCFu = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

POFRRBu = Precio cuartohorario de la oferta activada del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

En el caso de que  $\text{máx} (PMRR, POFRRBu)$  sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

#### 5.3 Asignación del sobrecoste por activación de ofertas por razones de control de flujo en las interconexiones.

El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones, SCRRCF, se anotará, para cada hora, en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación

centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema. Se calcula para cada hora según la fórmula siguiente:

$$\text{SCRRCF} = \sum_q \text{ERRSCFu} \times (\text{POFRRSu} - \text{PMRR}) + \sum_q \text{ERRBCFu} \times (\text{PMRR} - \text{POFRRBu})$$

## 6. Regulación terciaria

### 6.1 Regulación terciaria a subir.

a) 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:

$$\text{DCTERu} = \text{ETERSu} \times \text{PMTERS}$$

donde:

ETERSu = Energía terciaria asignada a subir a la unidad *u*.

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

b) 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 cuando dicho precio marginal sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal de regulación terciaria a subir es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a subir.

En su defecto, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal del mercado diario cuando dicho precio sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal del mercado diario es menor que 0, el precio a aplicar será el producto de 1,15 por el valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

### 6.2 Regulación terciaria a bajar.

a) 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:

$$\text{OPTERu} = \text{ETERBu} \times \text{PMTERB}$$

donde:

ETERBu = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad *u*.

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

b) 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 cuando dicho precio marginal sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal de regulación terciaria a bajar es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar.

En su defecto, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal del mercado diario cuando dicho precio sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal del mercado diario es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal del mercado diario.

### 7. Regulación secundaria

#### 7.1 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:

$$DCSECz = ESECSz \times PMSECS \times CATS$$

donde:

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

ESECSz = 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.

#### 7.2 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:

$$OPSECz = ESECBz \times PMSECB \times CATB$$

Donde:

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

ESECBz = 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. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar estará limitado por el valor de precio máximo vigente en el Mercado Diario, y por el valor de precio mínimo vigente en el Mercado Diario cuando el precio marginal de la energía de regulación terciaria haya resultado superior o igual a 0.

### 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BSP no pertenecientes a zona de regulación.

#### 8.1 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BSP, o del BSP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona de regulación  $z$  o del BSP  $s$  se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times \text{abs}(PBAL_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

EINCLEBALS <sub>$z,s$</sub>  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona  $z$  o del BSP  $s$ . Se tomará valor cero si en la hora la zona de

regulación o el BSP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el BSP tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación  $z$  o cada BSP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBAL}_{z,s} = \text{máx} ( - \text{STGS}_{z,s}, \text{mín} ( 0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFS}_{z,s} ) )$$

donde:

$\text{MBC}_u$  = medida en barras de central, según se establece en el Anexo II, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación  $z$  o perteneciente al BSP  $s$ .

$$\text{EREFS}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{SRTRS}_{z,s} + \text{STGS}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESEC}_z)$$

$\text{SRTRS}_{z,s}$  = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación  $z$  o del BSP  $s$ , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BSP  $s$ .

$\text{STGS}_{z,s}$  = saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al BSP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades  $u$  integradas en la zona de regulación  $z$  o pertenecientes al BSP  $s$ .

$\text{PBAL}_{z,s}$  = precio medio de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación  $z$  o las unidades pertenecientes al BSP  $s$ .

$$\text{PBAL}_{z,s} = [ \sum_u (\text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRS}_{u,q} \times \text{PMRR}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u \times \text{máx} (\text{PMRR}, \text{POFRRBu})) ] / [ \sum_u \text{ETERS}_u + \sum_u \text{ERRS}_u + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u) ]$$

Opcionalmente, y previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de energía de balance RR y terciaria del BSP,  $s$ , se repartirá entre las unidades de programación  $u$  con incumplimiento a subir del BSP,  $s$ , en proporción a su incumplimiento, según las fórmulas del Anexo I.

## 8.2 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BSP, o del BSP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la zona de regulación  $z$  o del BSP  $s$  se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBAL}_{z,s} = \text{EINCLEBAL}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$\text{EINCLEBAL}_{z,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar la zona  $z$  o del BSP  $s$ . Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el BSP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el BSP tienen saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación  $z$  o cada BSP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBAL}_{z,s} = - \text{mín} ( - \text{STGB}_{z,s}, \text{máx} ( 0, \sum_{z,s} \text{MBCu} - \text{EREFB}_u ) )$$

donde:

$\text{MBCu}$  = medida en barras de central, según se establece en el Anexo II, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación  $z$  o perteneciente al BSP  $s$ .

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

$\text{SRTRB}_{z,s}$  = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación  $z$  o del BSP  $s$ , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación  $z$  o del BSP  $s$ .

$\text{STGB}_{z,s}$  = saldo neto a bajar de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación  $z$  o el BSP  $s$  obtenida como suma de las asignaciones a las unidades  $u$  integradas en la zona de regulación  $z$  o perteneciente al BSP  $s$ .

Opcionalmente, previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de energía de balance RR y terciaria del BSP  $s$ , se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del BSP  $s$ , en proporción a su incumplimiento según las fórmulas del Anexo I.

8.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de energía de balance RR y/o terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 27 de este procedimiento.

### 9. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información

En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

## ENERGÍA DE BALANCE INTERCAMBIADA ENTRE TSO

## 10. Intercambios internacionales de energía de balance

10.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR 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 PO 14.6.

## 10.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión *i* que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITBi = \sum (EIITBi, x PMRR)$$

donde:

EIITBi = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión *i*.

PMRR = Precio marginal del producto RR.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

## 10.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión *i* que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITBi = \sum (EEITBi x PMRR)$$

donde:

EEITBi = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión *i*.

PMRR = Precio marginal del producto RR.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.2 Intercambios transfronterizos de energía resultantes de la compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

Se realizará una anotación horaria en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

#### 10.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCIINi = \sum_i (EIINi \times PIN)$$

Donde:

$EIINi,b$  = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión  $i$ .

$PIN$  = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 5 del Anexo V del procedimiento de operación 7.2.

#### 10.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido exportador, se anotará una obligación de pago que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$OPEINi = \sum_i (EEINi \times PIN)$$

Donde:

$EEINi,b$  = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión  $i$ .

$PIN$  = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 5 del Anexo V del procedimiento de operación 7.2.

### III. LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

#### 11. Liquidación del desvío del BRP

El periodo de liquidación de los desvíos es horario. Los términos de las fórmulas de este apartado se entenderán referidos a valores de una hora.

En cada hora, se realizará una única anotación a cada BRP por la liquidación del desvío por su actividad de generación y de su consumo en una unidad de liquidación específica para cada BRP.

##### 11.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío  $d$  será el precio del desvío a subir,  $PDESVS$ , calculado según lo establecido en el apartado 13.2. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESv_{brp} = DESv_{brp} \times PDESVS$$

##### 11.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío  $d$  será el precio del desvío a bajar,  $PDESVB$ , calculado según lo establecido en el apartado 13.2. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESv_{brp} = DESv_{brp} \times PDESVB$$

##### 11.3 Desvío cero del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es cero, el importe económico será cero.

### 12. Cálculo del desvío de cada BRP

Cada BRP tendrá una posición final de todas sus unidades de programación, excluidas las unidades genéricas y portfolio, para el cálculo de la energía del desvío.

El desvío de cada BRP ( $DES_{brp}$ ) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$DES_{brp} = MEDBC_{brp} - (POSFIN_{brp} + AJUSV_{brp})$$

donde:

$MEDBC_{brp}$  = Medidas en barras de central del BRP.

$POSFIN_{brp}$  = Posición final del BRP.

$AJUSV_{brp}$  = Ajuste del desvío del BRP.

#### 12.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida  $MEDBC_{brp}$  en barras de central de un BRP es la suma de las medidas horarias en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo del BRP.

La medida de cada unidad de programación y la elevación a barras de central de las medidas en punto frontera se determinará según los criterios y fórmulas del Anexo II.

#### 12.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá una posición final para la determinación de la energía del desvío.

La posición final  $POSFIN_{brp}$  de un BRP es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el Programa Horario Final definido en el PO 3.1. Los cambios de programas entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho PO.3.1.

$$POSFIN_{brp} = \sum_u PHFC(u,brp) + \sum_u IT(u,brp)$$

#### 12.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío  $AJUSV_{brp}$  es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de las zonas de regulación asignadas al BRP y de la suma de la energía asignada por el operador del sistema a las unidades de programación del BRP por restricciones técnicas en tiempo real (ERTR).

$$AJUSV_{brp} = \sum_u EB(u,brp) + \sum_z EB(z,brp) + \sum_u ERTR(u,brp)$$

#### 12.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP en cada hora podrá ser:

(a) Desvío a subir, tiene signo positivo, su sentido es de mayor generación o menor consumo.

(b) Desvío a bajar, tiene signo negativo, su sentido es de menor generación o mayor consumo.

### 13. Precios de los desvíos

El precio del desvío será un precio único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora.

En caso de que en una hora no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos. A este respecto, se considerará sentido mayoritario, subir o bajar, el sentido en el que se haya activado un mayor volumen de energías de balance FRR.

En caso de que en una hora se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, y no se cumpla la condición de proporción del párrafo anterior, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

### 13.1 Desvío total del sistema.

A efectos de determinar el desvío total del sistema (DTS), se calculará el saldo neto horario de las energías a subir y a bajar asignadas, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- Por la activación de ofertas a BSP internos de energía de balance RR.
- Por regulación terciaria.
- Por regulación secundaria.
- Por intercambios transfronterizos por energía RR.
- Por intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

$$DTS = - [\sum_u (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (ETERSu + ETERRBu) + \sum_z (ESECsz + ESECBz) + \sum_i (EIITBi + EEITBi) + \sum_i (EIINi + EEINi)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

- (a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.
- (b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.
- (c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

### 13.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en la hora no se han activado energías de balance FRR o sólo se han activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario. En este último caso, a los efectos de determinar el precio aplicable de acuerdo con los siguientes supuestos, no se considerará la energía en sentido minoritario:

- (a) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$PDESvbrp = PBALSUB$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance RR y FRR a subir activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a subir al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(b) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a bajar, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES\text{Vbrp} = P\text{BALBAJ}$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(c) Si se han activado energías de balance RR en sentido contrario al sentido de las energías de balance FRR, o se han activado energías de balance RR en ambos sentidos, el precio del desvío se calculará según el sentido del desvío total del sistema:

i. Si el desvío del sistema es a bajar (negativo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES\text{Vbrp} = P\text{BALSUB}$$

ii. Si el desvío del sistema es a subir (positivo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES\text{Vbrp} = P\text{BALBAJ}$$

(d) Si no se han activado energías de balance RR ni FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 13.4.

Para cada periodo de programación, la energía de balance RR activada será el saldo neto de las energías de balance RR activadas en el periodo.

### 13.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si en una hora se han activado energías de balance FRR a subir y a bajar, y el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es mayor o igual al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario:

(a) El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDES\text{VSbrp} = P\text{BALBAJ}$$

(b) El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDES\text{VBbrp} = P\text{BALSUB}$$

### 13.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada hora donde no se haya producido activación de energías de balance ni de RR ni de FRR en ningún sentido.

Este valor se calculará como el valor medio aritmético entre el mínimo precio de las ofertas a subir de energías de balance RR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance RR en dicha hora.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español a la plataforma de balance del producto RR.

#### 14. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP

##### 14.1 Desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra y el programa acordado entre los operadores de los respectivos sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

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

donde:

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

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

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

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

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

##### 14.2 Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

El saldo horario de esta cuenta de compensación (SALDODIR) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 27 de este procedimiento.

##### 14.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

Desde la fecha de inicio de aplicación de las normas CCFR y CCU, los desvíos internacionales entre sistemas de la zona síncrona continental europea tendrán una compensación financiera.

Hasta dicha fecha, los desvíos en las interconexiones a los que aplican dichas normas se liquidarán con los mismos criterios recogidos en el apartado 14.1 y 14.2 para la liquidación de los desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos Marruecos y Andorra.

Tras la aplicación de las normas CCFR y CCU, la energía de los desvíos en estas interconexiones será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos

intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

$$\text{IMPDSVMIE} = \text{IMPINTEN} + \text{IMPNOINTEN}$$

donde:

$$\text{IMPINTEN} = \text{Desv}\Delta f \times \text{PCCFR} + \text{DesvPrp} \times \text{PDesvPrp}$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia,  $\text{Desv}\Delta f$ , y por la programación de rampa de variación de programas internacionales,  $\text{DesvPrp}$ .

$\text{PDesvPrp}$ : El precio de los desvíos intencionados que resultan por la programación de rampas ha sido valorado a cero EUR/MWh en las normas CCFR, por lo que no se generan derechos de cobro ni obligaciones de pago.

$\text{PCCFR}$ : El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

$$\text{IMPNOINTEN} = \text{DesvNoInt} \times \text{PCCU}$$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

$\text{PCCU}$ : El precio de los desvíos no intencionados es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio coincide con el precio  $\text{PCCFR}$ .

Los Centros de Coordinación del área síncrona continental europea son los encargados de calcular y publicar a los operadores de los sistemas eléctricos los desvíos y los precios anteriormente indicados para su liquidación de acuerdo con lo dispuesto en este apartado.

#### 14.4 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 liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

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:

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

#### 14.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

$DCDESC = ENEDESCI \times PDESVS$ , si el descuadre es en sentido importador.

$OPDESC = ENEDESCE \times PDESVB$ , si el descuadre es en sentido exportador.

donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

#### 14.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto RR en las interconexiones internacionales.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo horario que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

### IV. SALDO DE LIQUIDACIÓN DE ENERGÍAS POSTERIORES AL PHF

#### 15. *Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Horario Final*

El saldo de la liquidación de energías posteriores al PHF (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria de todas las energías posteriores al Programa Horario Final, excluyendo el importe del sobre coste de las restricciones en tiempo real y de los intercambios de apoyo.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa existirá un ingreso.

El saldo SALDOLIQ se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

## V. LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA DE BALANCE

## 16. Banda de regulación secundaria

## 16.1 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:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

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

$PMBAN$  = 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.

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

16.2.1 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:

$$OPOFFz = OFFz \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFFz = - KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFFz / TRCP$$

donde:

$PMBAN$  = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

$KI$  = Coeficiente de incumplimiento. A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, 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.

$TOFFz$  = 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.

16.2.2 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:

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

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 16.2.1.

RRSP<sub>z</sub> = 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.

RRB<sub>pz</sub> = 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.

16.2.3 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 RRS<sub>Nz</sub> y RRB<sub>Nz</sub>, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

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

siendo:

$$RRI_z = (RRS_{Nz} + RRB_{Nz}) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 16.2.1.

RRS<sub>Nz</sub> = 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.

RRB<sub>Nz</sub> = 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.

16.3 Coste de la banda de regulación secundaria.

El coste de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 16.1 y 16.2.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) se liquidará a la demanda (CFBANDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFBANDES).

El coste de la banda de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

En el caso de la liquidación del coste de la banda de regulación secundaria asignado a los BRP CFBANDES, se realizará una única anotación por BRP.

## VI. LIQUIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

### 17. Solución de restricciones técnicas

El proceso de solución de restricciones técnicas incluye la energía programada a subir o bajar para resolver las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), fase 1, de la energía programada para equilibrar el programa generación demanda tras la solución de restricciones técnicas al PDBF, fase 2, y de la energía programada a subir o a bajar para resolver las restricciones técnicas en tiempo real.

### 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

18.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF 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:

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

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  $u$ .

$NACCC_u$  = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

$PACH_u$  = Precio horario del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a las horas que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

18.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta compleja.

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

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCOC_u$$

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:

$$POPVPVDIA_u = \min (IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum h ERPVPVOC_{u,h}$$

$DCACCC_u$  = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, donde:

$$DCACCC_u = NACCC_u \times PACH_u$$

Siendo  $IMPPVP_u$  e  $IMPPHFC_u$  los ingresos diarios de la unidad  $u$  que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y al Programa Horario Final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$  = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

$PAF_u$  = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$  = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$  = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF 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 PDBF con utilización de la oferta compleja.

$PEC_u$  = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora  $h$  cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, 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 PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHFC_u = NAF_{u,phfc} \times PAF_u + NAC_{u,phfc} \times PAC_u + NHR_{u,phfc} \times PHC_u + PHFC_{u,phfc} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde:

$NAF_{u,phfc}$  = Número de arranques diarios en frío programados en PHFC

$PAF_u$  = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,phfc}$  = Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHR_{u,phfc}$  = Número de horas diarias con PHFC mayor que cero

$PHC_u$  = Precio por hora en la oferta compleja

$PHF_{u,phfc}$  = Energía diaria del PHFC 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 PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario. Si  $IMDCBMI < 0$ , entonces  $IMDCBMI = 0$

Si  $IMPPHFCu < 0$ , entonces  $IMPPHFCu = 0$

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

18.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPMERu = ERPVPMERu \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPMERu = ERPVPMERu \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

$PMED$  = Valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

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

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPCu = ERPVPCu \times PMD$$

donde:

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

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

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPVu = ERPVPVBu \times PMD$$

donde:

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

18.6 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. En el caso de ciclos combinados multiteje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 18.1 y 18.2 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 PDVP, 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 PDVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

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

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

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 PDBF en la fase 1 de la unidad  $u$ .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

$$MEDRTR = \text{máx} (PDBF, MBC) + \text{mín} [ PVP - (PHFC+TG), -RTR ], \text{ si } RTR < 0 \text{ y } PVP \geq PHFC + TG$$

$MEDRTR$  = 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 Anexo II.

$TG$  = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

$RTR$  = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

#### 18.7 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) 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.

18.8 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas 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:

$$DCERECOOSu,b = ERECOOSu,b \times POECOSu,b$$

donde:

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

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

18.9 Energía programada a subir a unidades de adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

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:

$$DCERECOSu = ERECOsu \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOSu = ERECOsu \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

18.10 Energía programada a subir a unidades de venta en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

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:

$$DCERECOSOSu = ERECOsOSu \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOSOSu = ERECOsOSu \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

18.11 Energía programada a subir a unidades de adquisición o de venta en fase 2 de restricciones técnicas por mecanismo excepcional de resolución.

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

$$DCERECOMERSu = ERECOMERSu \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERSu = ERECOMERSu \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

PMED = Valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

18.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas 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:

$$OPERECOOSBu,b = ERECOOSBu,b \times POECOBu,b$$

donde:

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

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.

18.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta sin oferta simple presentada.

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:

$$OPERECOSOBu = ERECOOSBu \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOSOBu = ERECOOSBu \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

18.14 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERBu} = \text{ERECOMERBu} \times 0,85 \times \text{PMD si PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERBu} = \text{ERECOMERBu} \times 1,15 \times \text{PMD si PMD} < 0$$

donde:

ERECOMERBu = Energía asignada a bajar a la unidad  $u$ , sin oferta disponible.

18.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

El coste de las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 a 18.14. Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

### 19. Restricciones técnicas en tiempo real

19.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta simple presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

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 la fórmula siguiente:

El derecho de cobro de la unidad  $u$  por cada bloque de energía  $b$  asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERTROSu,b} = \text{ERTROSSu,b} \times \text{POSSu,b} + \text{NACCCu} \times \text{PACHu}$$

donde:

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

POSSu,b = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía  $b$ .

19.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta compleja presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

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:

$$\text{DCRTROC}_u = \text{DCERTROC}_u + \text{DCACCOC}_u$$

donde:

$$\text{DCERTROC}_u = \text{ERTROCS}_u \times \text{POCHORA}_u$$

$$\text{DCACCOC}_u = \text{NACCCu} \times \text{PACHu}$$

ERTROCS<sub>u</sub> = Energía programada a subir a en la hora a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

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

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PEC_u \times ERTROCD_u) / ERTROCD_u$$

donde:

$NAF_u$  = 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.

$HOCS$  = Horas con energía programada a subir con oferta compleja 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.

$ERTROCD$  = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

### 19.3 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:

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

$PMED$  = Valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

### 19.4 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.

En el caso de ciclos combinados multitejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 19.1 y 19.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que, en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR 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 programada a subir 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:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORHORA}_u - \text{PMD})$$

donde:

$\text{EINCRTRS}_u$  = Energía incumplida de 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:

$$\text{EINCRTRS}_u = \max(-\text{ERTROCS}_u, \min(0, \text{MBCu} - \max(\text{PHFC}_u + \text{TGB}, 0)) + \text{ERTROCS})$$

donde:

$\text{MBCu}$  = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo II.

$\text{TGB}$  = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

$\text{ERTROCS}_u$  = Energía programada a subir en la hora a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$\text{PORHORA}_u$  = Precio horario medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real.

19.5 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:

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

Donde:

$\text{ERTROS}_{Bu,b}$  = Energía a bajar del bloque  $b$  de la oferta simple a bajar de la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{POSB}_{u,b}$  = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía  $b$ .

19.6 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:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMER}_{Bu} \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRMER}_{Bu} \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

$\text{ERTRMER}_{Bu}$  = Energía programada a bajar a la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

19.7 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:

$$\text{OPERTRBucb} = 0,7 \times (\text{ERTROS}_{\text{Bu,b}} + \text{ERTRMER}_{\text{Bu}}) \times \text{PMD si PMD} \geq 0$$

19.8 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste 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 19.1 a 19.7 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa un ingreso.

El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

#### 20. Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema

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

a) Intercambio en sentido importador:

– Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– La obligación de pago resultado de importe anterior se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

b) 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 PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 18 y 19.

### VII. LIQUIDACIÓN DE OTROS CONCEPTOS

#### 21. 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 coste de los intercambios de apoyo (SCIA) 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.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa existirá un ingreso.

El coste por los intercambios de apoyo con precio establecido SCIA se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

## 22. 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 PO 14.6. 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 integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

## 23. 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 el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

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:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

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.

## 24. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

### 24.1 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PDBF deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

### 24.2 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PHFC deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

## 25. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear

### 25.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al 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 15.

### 25.2 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 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

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 15.

### 25.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 25.1 y 25.2, 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, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

## 26. Liquidación del control del factor de potencia

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

## VIII. LIQUIDACIÓN DE COSTES A LA DEMANDA

### 27. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad

#### 27.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes:

- (a) Coste de las restricciones técnicas al PBF
- (b) Coste de la banda de regulación secundaria
- (c) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHF
- (d) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real
- (e) Ingreso del control del factor de potencia,
- (f) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.
- (g) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6
- (h) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio
- (i) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

#### 27.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

### 27.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida 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. El operador del sistema podrá realizar a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central,  $MBC_{ua}$ .

El cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los participantes con una antelación mínima de seis meses antes de la fecha de implantación. En ese caso, el operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$OPCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$DCCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Siendo  $MBC_{ua}$  la energía horaria medida en barras de central de la unidad de programación  $ua$  calculada según el Anexo II.

### 27.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

En el caso de consolidación de importe horarios, el operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 27.1 y al apartado 27.2.

## ANEXO I

### Liquidación opcional del incumplimiento de energías de balance por unidades de programación

1. La energía incumplida a subir de cada unidad de programación  $u$  no integrada en la zona de regulación  $z$  del BSP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{u,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la unidad  $u$  del BSP  $s$ . Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \max ( - STGS_{u,s}, \min ( 0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s} ) )$$

donde:

$STGS_{u,s}$  = Saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad  $u$  del BSP  $s$ .

$$EREFS_{u,s} = PHFC_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$$

$SRTRS_{u,s}$  = Saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad  $u$  del BSP  $s$ .

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a subir se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u / \sum_u EINCLEBALS_{u,s}$$

2. La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación  $u$  no integrada en la zona de regulación  $z$  del BSP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la unidad  $u$  del BSP  $s$ . Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance y terciaria.

$$EINCLEBALB_{u,s} = - \min ( - STGB_{u,s}, \max (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s} ) )$$

donde:

$STGB_{u,s}$  = Saldo neto a bajar de la energía energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad  $u$  del BSP  $s$ .

$$EREFB_{u,s} = PHFC_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$$

$SRTRB_{u,s}$  = Saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad  $u$  del BSP  $s$ .

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a bajar se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_{u,s} / \sum_u EINCLEBALB_{u,s}$$

## ANEXO II

### Medida en barras de central de las unidades de programación

a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos 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.

b. Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central,  $MBC_{ua}$  de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$  = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo  $ua$  con peaje de acceso  $pa$  y nivel de tensión  $nt$ . Este valor será negativo.

CPRREAL<sub>pa,nt</sub> = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario CPRREAL<sub>pa,nt</sub> se calculará como:

$$\text{CPRREAL}_{pa,nt} = K \times \text{CPERN}_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (\text{PERTRA} + \text{PERDIS} - \text{PEREXP}) / \text{PERN}$$

donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN =  $\sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (\text{MPFC}_{ua,pa,nt} \times \text{CPERN}_{pa,nt})$ .

CERN<sub>pa,nt</sub> = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c. Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC<sub>brp</sub>, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{MBC}_{brp} = \text{PHL}_{brp} + \text{SALDOENE}_{brp} + \text{MBClipot}_{brp}$$

Donde:

$$\text{SALDOENE}_{brp} = \text{SALDOENE} \times \text{PHL}_{brp} / \sum_{brp} \text{PHL}_{brp}$$

$$\text{SALDOENE} = \text{MBC}_{prod} + \text{MBC}_{imex} + \text{MBClipot} - \text{PHL}_{demresto}$$

Donde:

MBC<sub>prod</sub> = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBC<sub>imex</sub> = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBClipot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHL<sub>demresto</sub> = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL<sub>brp</sub> = Suma del programa horario de liquidación de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

SALDOENE<sub>brp</sub> = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

MBClipot<sub>brp</sub> = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

d. 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.

e. 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:

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

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.

$CPERfrint$  = 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.

f. La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

## ANEXO II (bis)

### Medida en barras de central de las unidades de programación

a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos 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.

b. Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central,  $MBC_{ua}$  de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$  = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo  $ua$  con peaje de acceso  $pa$  y nivel de tensión  $nt$ . Este valor será negativo.

$CPERREAL_{pa,nt}$  = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso  $pa$  en nivel de tensión  $nt$ .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario CPRREALpa,nt se calculará como:

$$\text{CPRREALpa,nt} = K \times \text{CPERNpa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (\text{PERTRA} + \text{PERDIS} - \text{PEREXP}) / \text{PERN}$$

donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN =  $\sum \alpha \sum \rho \sum \tau (\text{MPFCua,pa,nt} \times \text{CPERNpa,nt})$ .

CERNpa,nt = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c. Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBCbrp, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{MBCbrp} = \text{PHLbrp} + \text{SALDOENEbrp} + \text{MBCliqpotbrp}$$

Donde:

$$\text{SALDOENEbrp} = - \text{SALDOENE} \times \text{PHLbrp} / \sum_{\text{brp}} \text{PHLbrp} + \text{EENOADQbrp}$$

$$\text{EENOADQbrp} = \text{EENOADQbrp,mes} \times \text{PHLbrp} / \text{PHLbrp,mes}$$

$$\text{EENOADQbrp,mes} = \min(0, \text{Cminor} \times \text{EMMAbrp,mes} - \text{PHLbrp,mes}).$$

Si PHLbrp,mes es cero, EENOADQbrp = EENOADQbrp,mes / (n.º horas del mes).

$$\text{SALDOENE} = \text{MBCprod} + \text{MBCimex} + \text{MBCliqpot} + \text{PHLdemresto} + \sum_{\text{brp}} \text{EENOADQbrp}$$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCliqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHLbrp = Suma del programa horario de liquidación de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

PHLbrp,mes = Suma mensual de los PHLBRP de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHLBRP de los 15 primeros días del mes.

SALDOENEbrp = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

$MBCliqpot_{brp}$  = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

$C_{minor}$  = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

$EMMA_{brp,mes}$  = La energía medida en los puntos frontera de consumidores del BRP en el mismo mes del año anterior. Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de 15 días sobre el total de días del mes. En el caso de BRP con unidades con liquidación potestativa, se descontará la medida en punto frontera liquidada a estas unidades; si  $EMMA_{brp,mes} > 0$ , se considerará  $EMMA_{brp,mes} = 0$ .

$EENOADQ_{brp,mes}$  = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

En las fórmulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.

d. 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.

e. 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:

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

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.

$CPERfrint$  = 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.

f. La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.