

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 9171** *Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.4 y 14.6 para su adaptación a las normas comunes de liquidación de intercambios intencionados y no intencionados previstas en los artículos 50(3) y 51(1) 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.*

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 Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico, prevé en sus artículos 50(3) y 51(1) que todos los Gestores de la Red de Transporte (GRT) que intercambian energía en una zona síncrona elaborarán, a más tardar dieciocho meses después de la entrada en vigor del citado Reglamento, las siguientes propuestas:

Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de la frecuencia y rampas de variación de potencia (CCFR).

Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados (CCU).

El objeto de estas normas es establecer una metodología de liquidación financiera utilizada por los GRTs para liquidar los intercambios físicos de energía que se producen a través de las interconexiones, pero que no responden a transacciones programadas por los sujetos en los mercados o acordadas explícitamente entre los operadores de sistema. En el caso del sistema español, estas normas sustituyen al proceso de compensación de los desvíos de regulación entre sistemas eléctricos que se venía aplicando hasta la fecha en las interconexiones con Francia y Portugal.

Las normas aplicables a la zona síncrona continental europea fueron aprobadas por todos los reguladores de la región en junio de 2020. En particular, fueron aprobadas por la CNMC mediante sendas resoluciones de 3 de junio de 2020⁽¹⁾.

⁽¹⁾ <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde00419->.

Tercero.

La entrada en vigor de las normas comunes de liquidación de intercambios intencionados y no intencionados en la zona síncrona continental europea está prevista para el 1 de junio de 2021, según acuerdo de los GRTs de la zona y en cumplimiento del plazo previsto en dichas normas, así como en el Reglamento (UE) 2017/2195, de un año tras la aprobación de las normas por todas las autoridades reguladoras de la región. La implantación efectiva en el sistema eléctrico español requiere la adaptación previa de los procedimientos de operación relativos a liquidaciones.

Con fecha 7 de abril de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por Sujetos del Mercado, para su adaptación a las normas comunes de liquidación de intercambios intencionados y no intencionados.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, desde el 4 de marzo hasta el 4 de abril de 2021. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados, recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta, y las respuestas de dicho operador a las alegaciones de los sujetos, justificando las razones por las que se decidió incorporar o no a los procedimientos cada uno de los comentarios recibidos.

Cuarto.

Con fecha 23 de abril 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 modifican los procedimientos de operación 14.4 y 14.6 para su adaptación a las normas comunes de liquidación de intercambios intencionados y no intencionados previstas en los artículos 50(3) y 51(1) 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». 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 10 días hábiles.

No se han recibido comentarios a la propuesta.

Quinto.

Igualmente con fecha 23 de abril de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El objetivo principal de la revisión de los procedimientos de operación PO 14.4 y PO 14.6, es adaptar el proceso de liquidación de los intercambios físicos de energía, que lleva a cabo el operador del sistema eléctrico español con otros operadores, a las normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados e intencionados derivados del proceso de contención de la frecuencia y rampas de variación de potencia, desarrolladas según lo dispuesto en los artículos 50(3) y 51(1) 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.

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 que se aprueba mediante la presente resolución.*

La propuesta introduce en los procedimientos de operación 14.4 y 14.6 los cambios necesarios en la liquidación de los desvíos entre sistemas para su adaptación a las normas CCFR y CCU.

Un cambio relevante es la separación, en el apartado 13 del PO14.4, de las liquidaciones correspondientes a fronteras comunitarias de las no comunitarias, a las que no aplican las normas CCFR y CCU. Así, la liquidación de los desvíos con Andorra y Marruecos se mantiene como en la actualidad, mientras la liquidación financiera de los desvíos intencionados y no intencionados para las interconexiones con Francia y con Portugal, se adapta a las normas CCFR y CCU, respectivamente.

Con esta modificación, el importe correspondiente a los desvíos con Francia y Portugal se elimina del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales asignado a la demanda. Este importe se anotará al operador del sistema, que lo liquidará con la correspondiente entidad de liquidación entre GRTs. La diferencia económica al valorar los desvíos con Francia y Portugal a un precio diferente del precio de los desvíos se asigna al saldo de la liquidación de energías posteriores al Programa Horario Final (PHF).

Adicionalmente, se proponen otras modificaciones que, si bien no derivan directamente de las normas comunes de liquidación citadas, el operador del sistema considera oportuno incluir en este mismo proceso de revisión de los procedimientos de liquidaciones.

En primer lugar, se añade un término para los ajustes de programa por cambios internos entre Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRPs) en la fórmula de la posición del apartado 11.2, en coherencia con lo establecido en el apartado 12 del PO3.1, según el cual «desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real». Este cambio es una mejora de redacción cuya necesidad se ha detectado con posterioridad a la revisión de los procedimientos de operación para su adaptación a las Condiciones relativas al balance. De no introducirse, con la redacción actual del PO3.1 y PO14.4 se podría interpretar que el cálculo de la posición para la liquidación del desvío no incluye los cambios internos entre BRP.

Por otra parte, se introducen dos nuevos apartados en el PO14.6. En el primero de dichos apartados (Apartado 6) se establece la liquidación de las acciones coordinadas de balance, separada del resto de intercambios de energía de balance. Esto es una mejora de redacción al objeto especificar mejor proceso de liquidación.

Finalmente, mediante un nuevo apartado 7 «Costes de financiación de los desfases temporales entre liquidaciones nacionales e internacionales y posibles diferencias económicas», se propone prever en el PO14.6 la imputación, con cargo a las rentas de congestión del sistema eléctrico español, de los costes de financiación que puedan derivarse del desfase temporal entre la liquidación nacional y la liquidación transfronteriza de las energías de balance, de la compensación de desequilibrios, de los desvíos en las interconexiones con Francia y Portugal y/o de las acciones coordinadas de balance así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada.

Se considera necesaria esta previsión a fin de garantizar la neutralidad financiera del operador del sistema, evitando que pueda incurrir en costes no reconocidos derivados de las obligaciones que le impone la regulación europea. Además, de este modo se equiparará el trato del operador del sistema al otorgado al operador del mercado en el apartado 11 del artículo 10 de la Circular 3/2019 de la CNMC, donde se prevé el cargo a las rentas de congestión de los costes y diferencias económicas derivadas del proceso de acoplamiento de los mercados.

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

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por Sujetos del Mercado.

Segundo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución entrarán en vigor el 1 de junio de 2021 y serán de aplicación a las liquidaciones realizadas a partir de esa fecha.

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, SA.

Madrid, 20 de mayo de 2021.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO I

Procedimientos de operación

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

P.O.14.6. Liquidación de intercambios internacionales no realizados por Sujetos del Mercado.

P.O. 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:

$$DCRR_u = \sum_q ERRS_u \times PMRR$$

donde:

$ERRS_u$ = 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.

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:

$$DCRRSCF_u = \sum_q ERRSCF_u \times \max(PMRR, POFRRS_u)$$

donde:

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

$POFRRS_u$ = 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 $\max(PMRR, POFRRS_u)$ 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:

$$OPRR_u = \sum_q ERRB_u \times PMRR$$

donde:

$ERRB_u$ = 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.

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:

$$\text{OPRRBCF}_u = \sum_q \text{ERRBCF}_u \times \text{mín} (\text{PMRR}, \text{POFRRB}_u)$$

donde:

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

POFRRB_u = 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 $\text{máx} (\text{PMRR}, \text{POFRRB}_u)$ 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:

$$\text{SCRRCF} = \sum_q \text{ERRSCF}_u \times (\text{POFRRS}_u - \text{PMRR}) + \sum_q \text{ERRBCF}_u \times (\text{PMRR} - \text{POFRRB}_u)$$

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:

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

donde:

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

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

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:

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

donde:

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

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

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:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

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

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

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

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:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

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

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

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

$$\text{OPEINCLEBALS}_{z,s} = \text{EINCLEBALS}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PBAL}_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$\text{EINCLEBALS}_{z,s}$ = 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:

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

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s .

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

$\text{SRTRS}_{z,s}$ = 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 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 .

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

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:

$$\text{OPEINCLEBALB}_{z,s} = \text{EINCLEBALB}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$\text{EINCLEBALB}_{z,s}$ = 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:

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

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, 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 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 o el BSP 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 26 de este procedimiento.

Energía de balance intercambiada entre TSO

9. Intercambios internacionales de energía de balance.

9.1 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.

9.1.1 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.

9.1.2 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.

9.2 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.

9.2.1 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:

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

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.

9.2.2 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:

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

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

10. Liquidación del desvío del BRP.

10.1 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 12.1. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVS$$

10.2 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 12.2. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVB$$

10.3 Desvío cero del BRP.

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

10.4 Liquidación opcional de los desvíos por unidades de programación y zonas de regulación de cada BRP.

Opcionalmente, y previa solicitud del BRP al operador del sistema, se podrán calcular los derechos de cobro y obligaciones de pago por el desvío de cada una de las unidades de programación y zonas de regulación del BRP conforme a lo establecido en el Anexo II

11. Cálculo del desvío de cada BRP.

Cada BRP tendrá dos posiciones finales para la determinación de la energía del desvío: generación y consumo.

El desvío de cada BRP por la posición de generación es la diferencia entre la medida asignada a la posición final de generación del BRP y la suma de la posición final de generación del BRP y del ajuste del desvío de generación.

El desvío de cada BRP por la posición de consumo es la diferencia entre la medida asignada a la posición final de consumo del BRP y la suma de la posición final de consumo del BRP y del ajuste del desvío de consumo.

El desvío $DESV_{brp}$ se calcula, de forma separada para la posición de generación y para la posición de consumo, según la fórmula siguiente:

$$DESV_{brp} = MEDBC_{brp} - (POSFIN_{brp} + AJUDSV_{brp})$$

donde:

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

$POSFIN_{brp}$ = Posición final del BRP

$AJUDSV_{brp}$ = Ajuste del desvío del BRP

11.1 Medida en barras de central de cada posición de generación y consumo de un BRP.

La medida $MEDBC_{brp}$ en barras de central de cada posición 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 III.

11.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá dos posiciones finales para la determinación de la energía del desvío: generación y consumo.

La posición final $POSFIN_{brp}$ de un BRP es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación que forman parte de la posición final de generación o 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.

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

11.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío $AJUDSV_{brp}$ es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación y zonas de regulación asignadas a la posición final de generación o consumo de cada 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) asignadas a la posición final de generación o consumo de cada BRP. La energía reducida a unidades de programación de consumidores por órdenes de interrumpibilidad (ERSINT) será también considerada en el cálculo del ajuste del desvío.

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

12. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio dual. A efectos de determinar el precio del desvío se calculará el saldo neto horario SNSB 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).

$$SNSB = \sum_u (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (ETERS_u + ETERB_u) + \sum_z (ESECS_z + ESECB_z) + \sum_i (EIITB_i + EEITB_i) + \sum_i (EIINI_i + EEINI_i)$$

12.1 Precio de desvíos a subir.

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo. El precio del desvío a subir de un BRP, $PDESVS_{brp}$, se calculará con los siguientes criterios.

(a) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es a subir, cero o nulo, el precio de los desvíos a subir para el BRP será el precio marginal del mercado diario.

Si $SNSB \geq 0$, $PDESVS_{brp} = PMD$

(b) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es negativo, el precio horario de los desvíos a subir se calculará con la fórmula siguiente:

Si $SNSB < 0$, $PDESVS_{brp} = \text{mínimo (PMD, PMPRTSB)}$

Siendo PMPRTSB el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar asignadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de energía activada de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance 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.

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

12.2 Precio de desvíos a bajar.

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo. El precio del desvío a bajar de un BRP se calculará con los siguientes criterios.

(a) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es negativo, cero o nulo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

Si $SNSB \leq 0$, $PDESVB_{brp} = PMD$

(b) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar se calculará con la fórmula siguiente:

Si $SNSB > 0$, $PDESVB_{brp} = \text{máximo (PMD, PMPRTSS)}$

Siendo PMPRTSS el precio medio ponderado de las energías a subir asignadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de energía activada de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance 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. El importe y la energía del coste variable del artículo 13.3 b) de la Orden IET 2013/2013 se incluirá el precio PMPRTSS.

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

13. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

13.1 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 12 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:

$DIR_{\text{frint}} = \text{Desvío internacional en la frontera frint.}$

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:

$OPDIR = DIR \times PDESVB$

13.2 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 26 de este procedimiento.

13.3 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 13.1 y 13.2 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.

$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$

donde:

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

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, DesvPrp

$P\text{DesvPrp}$: 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.

$PCCFR$: 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.

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

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

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 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.

13.4 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 12 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:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

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

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

13.5 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 12 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:

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

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

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.

13.6 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

14. 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 sobrecoste 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 26.

V. Liquidación de la reserva de balance

15. Banda de regulación secundaria.

15.1 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.

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

15.2.1 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:

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

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.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

15.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

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

siendo:

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

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 15.2.1.

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

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

15.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

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

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

siendo:

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

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 15.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada

obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBN_z$ = 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.

15.3 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 15.1 y 15.2.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 26.

VI. Liquidación de la solución de restricciones técnicas

16. 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.

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

17.1 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.

17.2 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:

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

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:

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

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

$$DCACCCOC_u = NACCCOC_u \times PACH_u$$

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 PDBF 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 $IMPPHFC_u < 0$, entonces $IMPPHFC_u = 0$

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.

17.3 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:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = 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.

17.4 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:

$$DCERPVPVPC_u = ERPVPVPC_u \times PMD$$

donde:

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

17.5 Restricciones técnicas del PDBF 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:

$$OPERPVPVB_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

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

17.6 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 17.1 y 17.2 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:

$$\begin{aligned} \text{OPEINCPVP}_u &= \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD} \\ \text{DCEINCPVP}_u &= \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMD} - \text{PMEDPVPS}_u) \text{ si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u \end{aligned}$$

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:

$$\text{EINCPVP}_u = \text{máx} [- \text{ERPVP}_u, \text{mín} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

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

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

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

MBC = Medida en barras central, según se establece en el Anexo III.

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.

17.7 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.

17.8 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:

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

donde:

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

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

17.9 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:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

17.10 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:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

17.11 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:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = 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.

17.12 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:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

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.

17.13 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:

$$\begin{aligned} OPERECOSOB_u &= ERECOSOB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0 \\ DCERECOSOB_u &= ERECOSOB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD < 0 \end{aligned}$$

donde:

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

17.14 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:

$$\begin{aligned} OPERECOMERB_u &= ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0 \\ DCERECOMERB_u &= ERECOMERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0 \end{aligned}$$

donde:

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

17.15 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 17.1 a 17.14. 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 26.

18. Restricciones técnicas en tiempo real.

18.1 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:

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

donde:

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

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

18.2 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:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCACCOC_u$$

donde:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$$

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PACH_u$$

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a 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.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PEC_u \times ERTROCS_{D_u}) / ERTROCS_{D_u}$$

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.

$ERTROCS_{D_u}$ = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

18.3 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.

18.4 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 18.1 y 18.2 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:

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

donde:

$EINCRTSR_u$ = 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:

$$EINCRTSR_u = \text{máx} - (\text{ERTROCS}_u, \text{mín} (0, \text{MBC}_u - \text{máx} (\text{PHFC}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTROCS}))$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo III.

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

ERTROCS_u = Energía programada a subir en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PORHORA_u = Precio horario medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real.

18.5 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:

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

donde:

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

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

18.6 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:

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

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

donde:

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

18.7 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:

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

18.8 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 18.1 a 18.7 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 26.

19. 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 26.

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 17 y 18.

VII. Liquidación de otros conceptos

20. 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 26.

21. 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 26.

22. 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.

23. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

23.1 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.

23.2 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.

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

24.1 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 14.

24.2 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 12 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 14.

24.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 24.1 y 24.2, 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.

25. 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

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

26.1 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.

26.2 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.

26.3 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 III.

26.4 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 26.1 y al apartado 26.2.

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.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \text{máx} (- STGS_{u,s}, \text{mín} (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s}))$$

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 la 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.

$$EINCLEBALB_{u,s} = - \text{mín} (- STGB_{u,s}, \text{máx} (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s}))$$

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

Liquidación opcional del desvío por unidades de programación no integradas en zona de regulación y por zona de regulación

1. Desvío de la unidad de programación no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de programación de importación o importación y de unidades genéricas, DSV_{up} se calculará con la fórmula siguiente:

$$DSV_{up} = MEDBC_{up} - (POSFIN_{up} + AJUDSV_{up})$$

$MEDBC_{up}$ = Medida en barras de central de la unidad up según lo establecido en el Anexo III. En su caso, se incluirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados a la unidad de compra, u , conforme a lo dispuesto en el PO 14.8

$POSFIN_{up}$ = Posición final de la unidad up

$AJUDSV_{up}$ = Ajuste del desvío de la unidad up

2. Desvío de la zona de regulación. El desvío DSV_z de cada zona de regulación se calculará con la fórmula siguiente:

$$DSV_z = MEDBC_z - (POSFIN_z + AJUDSV_z)$$

$MEDBC_z$ = Suma de la medida en barras de central de las unidades de programación en la zona de regulación z , con su correspondiente porcentaje de participación

$POSFIN_z$ = Suma de la posición final de las unidades de programación en la zona de regulación, con su correspondiente porcentaje de participación

$AJUDSV_{up}$ = Suma del ajuste del desvío de las unidades de programación en la zona z y del ajuste del desvío por aportación de energía de regulación secundaria de la zona z

3. Derecho de cobro por el desvío a subir de la unidad de programación o de la zona de regulación con saldo neto de energía de balance SNSB a subir, cero o nulo.

El derecho de cobro del desvío a subir se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PMD$$

4. Derecho de cobro por el desvío a subir de la unidad de programación o de la zona de regulación con desvío de BRP a subir y saldo neto de energía de balance SNSB a bajar.

El derecho de cobro del desvío a subir se calculará con las fórmulas siguientes:

$$DCDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PDSVS_{brp,up-z}$$

$$PDSVS_{brp,up-z} = PDSVS_{brp} + (PMD - PDSVS_{brp}) \times \text{abs}(DSVBAJ_{brp}/DSVSUB_{brp})$$

$PDSVS_{brp}$ = Precio del desvío a subir del desvío del BRP

$PDSVS_{brp,up-z}$ = Precio del desvío a subir de las unidades y zonas del BRP

$DSVSUB_{brp}$ = Suma de los desvíos a subir de las unidades de programación y de la zona del BRP

$DSVBAJ_{brp}$ = Suma de los desvíos a bajar de las unidades de programación y de la zona del BRP

5. Obligación de pago por el desvío a bajar de la unidad de programación o de la zona de regulación con desvío de BRP a bajar y saldo neto de energía de balance SNSB a subir.

La obligación de pago del desvío a bajar se calculará con las fórmulas siguientes:

$$OPDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PDSVB_{brp,up-z}$$

$$PDSVB_{brp,up-z} = PDSVB_{brp} + (PMD - PDSVB_{brp}) \times \text{abs}(DSVSUB_{brp}/DSVBAJ_{brp})$$

$PDSVB_{brp}$ = Precio del desvío a bajar del desvío del BRP

$PDSVB_{brp,up-z}$ = Precio del desvío a bajar de las unidades y zonas del BRP

6. Obligación de pago por el desvío a bajar de la unidad de programación o de la zona de regulación con saldo neto de energía de balance SNSB a bajar, cero o nulo.

La obligación de pago del desvío a bajar con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PMD$$

ANEXO III

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, MBCua de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBCua = \sum pa \sum nt [MPFCua,pa,nt \times (1 + CPERREALpa,nt)]$$

donde:

$MPFCua,pa,nt$ = 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.

$CPRREALpa,nt$ = 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:

$$CPRREALpa,nt = K \times CPERNpa,nt$$

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:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

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.

$PERN$ = $\sum ua \sum pa \sum nt (MPFCua,pa,nt \times CPERNpa,nt)$.

$CPERNpa,nt$ = 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 comercializadores y de las unidades de consumidores directos, MBC_{ua}, se calculará con la fórmula siguiente:

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

donde:

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

$$SALDOENE = MBC_{prod} + MBC_{imex} + MBCLiqpot - PHL_{demresto}$$

donde:

MBC_{prod} = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBC_{imex} = 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.

PHL_{demresto} = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{ua} = Programa horario de liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el PO 14.1.

SALDOENE_{ua} = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

MBCLiqpot_{ua} = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua 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:

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

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación uexp.

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación uexp en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

CPER_{frint} = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional frint. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

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