

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

I. ASPECTOS GENERALES

[...]

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.

Las referencias a **BSP de aFRR** en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

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.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Programa en tiempo real (PTR)»: programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio de regulación secundaria en los mercados previos al servicio de regulación secundaria.

«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 productos de balanceRR» o «Programas de intercambio RR, mFRR o aFRR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance de cada tipo de producto estándar de balance (RR, mFRR o aFRR por sus siglas en inglés). ~~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).

[...]

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 ~~future~~ producto de balance «*manual Frequency Restoration Reserve*» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el ~~future~~ 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:

$$DCRR_u = \sum ERRS_u \times PMRR$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

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

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal

del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCF_u = \sum ERRSCF_u \times \text{máx} (PMRR, POFRRS_u)$$

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 de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

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:

$$OPRR_u = \sum ERRB_u \times PMRR$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en [las Condiciones de Balance](#) [el PO 3.3](#), el [valor precio](#) $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

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

$$OPRRBCF_u = \sum ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

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 de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

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 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 según la fórmula siguiente:

$$SCRRCF = \sum ERRSCF_u \times (POFRRS_u - PMRR) + \sum ERRBCF_u \times (PMRR - POFRRB_u)$$

6. Regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación para cada tipo de activación.

6.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

6.1.1 Regulación terciaria a subir

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

$$DCTERP_u = ETERPS_u \times PMTERPS$$

donde:

$ETERPS_u$ = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPS$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.1.2 Regulación terciaria a bajar.

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

$$OPTERP_u = ETERPB_u \times PMTERPB$$

donde:

$ETERPB_u$ = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERPB$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

6.2.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$ETERDS_u$ = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPSQ_0$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

$PMTERDSQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$ETERDS_u$ = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPSQ_1$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_1 .

$PMTERDSQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.2.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \min (PMTERPBQ_0, PMTERDBQ_0)$$

donde:

$ETERDB_u$ = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERPBQ_0$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

$PMTERDBQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \min (PMTERPBQ_1, PMTERDBQ_0)$$

donde:

$ETERDB_u$ = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERPBQ_1$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_1 .

$PMTERDBQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.3 Asignaciones por aplicación del mecanismo excepcional de asignación (MER)

6.3.1 Asignaciones de regulación terciaria por MER a subir.

La asignación de energía a subir por MER da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0)$ si $PMTERPS > 0$ ó $PMTERDSQ_0 > 0$

$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0)$ si $PMTERPS < 0$ y $PMTERDSQ_0 < 0$

donde:

$ETERMERS_u =$ Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad u .

En caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

6.3.2 Asignaciones de regulación terciaria por MER a bajar.

La asignación de energía a bajar por MER da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0)$ si $PMTERPB > 0$ ó $PMTERDBQ_0 > 0$

$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0)$ si $PMTERPB < 0$ y $PMTERDBQ_0 < 0$

donde:

$ETERMERB_u =$ Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad u .

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

7. Regulación secundaria.

7.1 Regulación secundaria a subir.

La ~~aportación~~ asignación de energía de regulación secundaria a subir ~~por a~~ cada BSP de aFRR zona de regulación z da lugar, en cada cuarto de hora, a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente ~~si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir~~:

$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS_z$

donde:

$ESECS_z$ = Energía de regulación secundaria a subir ~~aportada del BSP de aFRR z por la zona de regulación z~~, calculada según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

$PMSECS_z$ = Precio ~~medio cuarto-horario marginal~~ de la energía de regulación secundaria ~~aportada~~ a subir, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

~~En caso de que la escalera de terciaria a subir se hubiera agotado, el derecho de cobro por la energía de regulación secundaria a subir se calcula según la fórmula siguiente:~~

$$DGSEC_z = 1,15 \times ESECS_z \times PMSECS \text{ ————— si } PMSECS \geq 0$$

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECS_z \times PMSECS \text{ ————— si } PMSECS < 0$$

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMSECS_z$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar a cada BSP de aFRR z da lugar, en cada cuarto de hora, a una obligación de pago ~~para cada zona de regulación z~~ que se calcula según la fórmula siguiente ~~si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar~~:

$$OPSEC_z = -ESECB_z \times PMSECB_z$$

donde:

$ESECB_z$ = Energía de regulación secundaria ~~aportada~~ a bajar ~~por la zona de regulación z~~, calculada según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

$PMSECB_z$ = Precio ~~medio cuarto-horario marginal~~ de la energía de regulación secundaria ~~aportada~~ a bajar, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

~~En caso de que la escalera de terciaria a bajar se hubiera agotado, la obligación de pago por la energía de regulación secundaria a bajar se calcula según la fórmula siguiente:~~

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ ————— si } PMSECB \geq 0$$

$$DGSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ ————— si } PMSECB < 0$$

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMSECB_z$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

7.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

7.3.1 Incumplimiento por permanencia del BSP de aFRR en estado OFF.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFS_z = - EOFFS_z \times POFFS_z$$

donde:

$EOFFS_z$ = Energía incumplida a subir por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFB_z = - EOFFB_z \times POFFB_z$$

donde:

$EOFFB_z$ = Energía incumplida a bajar por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFB_z$ = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

7.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de incumplimiento por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRIS}_z = - \text{ERIS}_z \times \text{PRIS}_z$$

donde:

ERIS_z = Energía incumplida a subir por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

PRIS_z = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR b, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRIB}_z = - \text{ERIB}_z \times \text{PRIB}_z$$

donde:

ERIB_z = Energía incumplida a bajar por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

PRIB_z = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

7.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRITRS}_z = - \text{ERITRS}_z \times \text{PRITRS}_z$$

donde:

ERITRS_z = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRB_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRITRB}_z = - \text{ERITRB}_z \times \text{PRITRB}_z$$

donde:

$ERITRB_z$ = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRB_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

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~~ BSP de aFRR y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes a BSP de aFRR ~~zona de regulación~~.

En cada periodo de programación, se realizará una anotación para el BSP de aFRR del BRP y otra anotación para el resto de las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP, en su unidad de liquidación específica para cada BRP.

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 BRP, o del BRP, 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 BSP de aFRR ~~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 BSP de aFRR ~~zona de regulación~~-z o del BRP 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~~ BSP de aFRR ~~zona~~-z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación ~~la zona de regulación~~ el BSP de aFRR o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR ~~la zona de regulación~~ o el BRP 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 BSP de aFRR ~~zona de regulación~~-z o cada BRP 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 II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR ~~la zona de regulación~~-z o perteneciente al BRP s.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

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

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa de ~~la~~ BSP de aFRR ~~z~~ ~~la zona de regulación~~-z o del BRP s.

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

STGS_{z,s} = saldo neto a subir de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR z la zona de regulación o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z la zona de regulación z o pertenecientes al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

PBAL_{z,s} = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en el BSP de aFRR z la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al BRP s.

~~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 BRP, s, se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del BRP, 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 BRP, o del BRP, 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 BSP de aFRR 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 el BSP de aFRR z la zona de regulación z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

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

donde:

EINCLEBALB_{z,s} = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z la zona z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR z la zona de regulación z o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR z la zona de regulación z o el BRP 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 BSP de aFRR z zona de regulación z o cada BRP 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:

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

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

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

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa de ~~el~~ BSP de aFRR z la zona de regulación z o del BRP s.

$\text{SRTRB}_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de ~~el~~ BSP de aFRR z la zona de regulación z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de ~~el~~ BSP de aFRR z la zona de regulación z o del BRP 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~~ BSP de aFRR z zona de regulación z o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z la zona de regulación z o perteneciente al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

~~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 BRP, s, se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del BRP, 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 balance RR y terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 27 de este procedimiento.

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

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

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

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

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

Energía de balance intercambiada entre TSO

10. Intercambios internacionales de energía de balance.

10.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance de ~~los~~ productos s estándares de balance (RR, mFRR y aFRR) entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance de ~~los~~ productos s estándares de balance ~~RR~~ entre sistemas que realice el operador del sistema a través de las correspondientes plataformas europeas de balance se valorarán al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión y para cada tipo de producto en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

10.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance ~~del producto RR~~ tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (RR, mFRR y aFRR) que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_{i,p} = \sum (EIITB_{i,p} \times PMITB_{i,p} \text{ ~~RR~~})$$

donde:

$EITB_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p_{RR} en la interconexión i .

$PM_{ITB_{p_{RR}}}$ = Precio marginal del producto p_{RR} en sentido importador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PM_{ITB_{p_{RR}}}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (RR , $mFRR$ y $aFRR$) que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_{i,p} = \sum (EITB_{i,p} \times PM_{ITB_{p_{RR}}})$$

donde:

$EITB_i$ = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p_{RR} en la interconexión i .

$PM_{ITB_{p_{RR}}}$ = Precio marginal del producto p_{RR} en sentido exportador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PM_{ITB_{p_{RR}}}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

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

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos (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 PO 14.6.

10.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

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

$$DCIIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EEIN_i$ = 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 9.4.1 5 del Anexo III del procedimiento de operación PO 7.2.

10.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

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

$$OPEIN_i = \sum_i (EEIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EEIN_i$ = 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 9.4.1 5 del Anexo III del procedimiento de operación PO 7.2.

III. LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

[...]

12. Cálculo del desvío de cada BRP.

[...]

12.3 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 de generación y de consumo y de los BSP de aFRR las zonas de regulación asignadas al BRP en todos los periodos de programación dentro de la hora 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) en todos los periodos de programación dentro de la hora. Asimismo, se incluye en este término las diferencias en energía entre el programa operativo p48 y el programa en tiempo real (EPTR) de los BSP de aFRR asignados al BRP en los

periodos de programación donde participen en el servicio de regulación secundaria, o en todos los periodos de programación si han escogido seguir el PTR de acuerdo con el apartado 5 del Anexo II de PO 7.2

$$AJUDSV_{brp} = \sum_{u,q} EB(u,q,brp) + \sum_{z,q} EB(z,q,brp) + \sum_{u,q} ERTR(u,q,brp) + \sum_{u,q} \underline{EPTR(u,q,brp)}$$

[...]

13. Precios de los desvíos.

[...]

13.1 Desvío total del sistema

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

- ~~por la activación de ofertas a BSP internos de~~ energía de balance RR.
- ~~por~~ energía de balance de regulación terciaria.
- ~~por~~ energía de balance de regulación secundaria.
- ~~por~~ intercambios transfronterizos de productos estándares de balance (RR, mFRR o aFRR). ~~por energía RR.~~
- ~~por~~ intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

$$DTS = - [\sum_u, (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (\sum_q ETERDS_u + \sum_q ETERDB_u) + \sum_u (\sum_q ETERPS_u + \sum_q ETERPB_u) + \sum_u (\sum_q ETERMERS_u + \sum_q ETERMERB_u) + \sum_z (\sum_q ESECS_z + \sum_q ESECB_z) + \sum_i (\sum_q EIITB_i + \sum_q EEITB_i) + \sum_i (\sum_q EIIN_i + \sum_q EEIN_i)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

(a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.

(b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.

(c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

[...]

V. LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA DE BALANCE

16. Banda Reserva de regulación secundaria.

16.1 Banda Reserva de regulación secundaria a subir.

La asignación de potencia para banda reserva de regulación secundaria a subir dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z unidad u con banda reserva a subir asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSSBAN_{zu} = RSBAN_{zu} \times PMRSS_{MBAN}$$

donde:

$RSBAN_{zu}$ = Banda Reserva de regulación secundaria a subir asignada al BSP de aFRR z a la unidad u.

$PMRSSBAN$ = Precio marginal de la banda reserva de regulación secundaria a subir.

~~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 de programación correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda del mismo periodo de programación en los siete días anteriores.~~

16.2 Reserva de regulación secundaria a bajar.

La asignación de reserva de regulación secundaria a bajar dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a bajar asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSB_z = RSB_z \times PMRSB$$

donde:

RSB_z = Reserva de regulación secundaria a bajar asignada al proveedor z.

$PMRSB$ = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a bajar.

~~16.2~~16.3 Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria. ~~Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.~~

~~16.2.1~~16.3.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en "off". Incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z ~~El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en “off” dará lugar a~~ una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPOFF}_z = \text{OFF}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSSRES}_z = - \text{RSSRES}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KRES}$$

$$\text{OPRSBRES}_z = - \text{RSBRES}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KRES}$$

siendo:

$$\text{OFF}_z = - \text{KA}_z \times [\text{RNTS} + \text{RNTB}] \times \text{TOFF}_z / \text{TRCP}$$

$$\text{RSSRES}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP respaldo}_z$$

$$\text{RSBRES}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW respaldo}_z$$

donde:

PMRSS~~PMBAN~~ = Precio marginal de ~~la banda~~reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KI~~RES~~ = Coeficiente de incumplimiento = 4,50,15.

VARaFRRUP_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP respaldo_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW respaldo_z = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

~~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 el periodo de programación.~~

~~16.2.2~~ — Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

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

$$\text{DGRRS}_z = \text{RRS}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KB}$$

~~siendo:~~

$$\text{RRS}_z = (\text{RRSP}_z + \text{RRBP}_z) / \text{TRCP}$$

~~donde:~~

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

~~KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.~~

~~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.~~

~~16.2.3~~ 16.3.2 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada Incumplimiento en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

~~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:~~

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRRI}_z = \text{RRI}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSS}_z = - \text{RSS}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSB}_z = - \text{RSB}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KI}$$

~~siendo:~~

$$\text{RRI}_z = (\text{RRSN}_z + \text{RRBN}_z) / \text{TRCP}$$

$$RSS_z = VARaFRRUP_z - REOFUP_z$$

$$RSB_z = VARaFRRDW_z - REOFDW_z$$

donde:

$PMRSS$ = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

$PMRSB$ = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

$VARaFRRUP_z$ = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

$VARaFRRDW_z$ = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

$REOFUP_z$ = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

$REOFDW_z$ = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

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

~~KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.~~

~~$RRSN_z$ = 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.~~

~~16.3~~ **16.4** Coste de la banda-reserva de regulación secundaria.

El coste de la banda-reserva de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 16.1, ~~y~~ 16.2 y 16.3.

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

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

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

[...]

VIII. LIQUIDACION DE COSTES A LA DEMANDA

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

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

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF
- b) Coste de la ~~banda~~ reserva de regulación secundaria
- c) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC
- 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.

[...]

ANEXO I

Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria

En caso de activación del sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria conforme a lo dispuesto en el Anexo IV del PO 7.2, la liquidación de la energía secundaria establecida en el apartado 7 se realizará según lo dispuesto en este Anexo:

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, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$\underline{DCSECS_z = 1,15 \times ESECS_z \times PRSECS} \quad \text{si } PRSECS > 0$$

$$\underline{OPSECS_z = 0,85 \times ESECS_z \times PRSECS} \quad \text{si } PRSECS < 0$$

donde:

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

PRSECS = Máximo precio de las activaciones de regulación terciaria a subir, conforme al apartado 11 del Anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior

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, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$\underline{OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PRSECB} \quad \text{si } PRSECB > 0$$

$$\underline{DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PRSECB} \quad \text{si } PRSECB < 0$$

donde:

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

PRSECB = Mínimo precio de las activaciones de regulación terciaria a bajar, conforme al apartado 11 del Anexo IV del PO 7.2. En caso de no

haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior

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

7.3.1 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:

$$\text{OPOFF}_z = (\text{OFFS}_z \times \text{PBANS} + \text{OFFB}_z \times \text{PBANB}) \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{OFFS}_z = - \text{KA}_z \times \text{RNTS} \times \text{TOFF}_z / \text{TRCP}$$

$$\text{OFFB}_z = - \text{KA}_z \times \text{RNTB} \times \text{TOFF}_z / \text{TRCP}$$

donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 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 el periodo de programación.

7.3.2 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:

$$\text{DCRRS}_z = (\text{RRSP}_z \times \text{PBANS} + \text{RRBP}_z \times \text{PBANB}) \times \text{KB} / \text{TRCP}$$

donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

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.

7.3.3 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:

$$\text{OPRRI}_z = (\text{RRSN}_z \times \text{PBANS} + \text{RRBN}_z \times \text{PBANB}) \times \text{KI} / \text{TRCP}$$

donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

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.

7.3.4 Saldo resultante por el seguimiento en tiempo real de la banda de regulación secundaria.

Los ingresos y costes por variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real, según los apartados 7.3.1, 7.3.2 y 7.3.3 de este Anexo, se integrarán en el coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) y se liquidarán a la demanda conforme al apartado 27.

ANEXO-I

Información 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 BRP 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 BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la 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.~~

$$\text{EINCLEBALS}_{u,s} = \text{máx} (-\text{STGS}_{u,s}, \text{mín} (0, \text{MBC}_{u,s} - \text{EREFS}_{u,s}))$$

~~donde:~~

~~$\text{STGS}_{u,s}$ = Saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.~~

$$\text{EREFS}_{u,s} = \text{PHFC}_{u,s} + \text{IT}_{u,s} + \text{SRTRS}_{u,s} + \text{STGS}_{u,s}$$

~~$\text{IT}_{u,s}$ = Energía por cambios de programa de la unidad u.~~

~~$\text{SRTRS}_{u,s}$ = Saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.~~

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

$$\text{OPEINCLEBALS}_u = \text{OPEINCLEBALS}_s \times \text{EINCLEBALS}_u / \sum_u \text{EINCLEBALS}_{u,s}$$

2. ~~La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BRP 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 BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación 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.~~

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

~~donde:~~

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

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

~~$IT_{u,s}$ = Energía por cambios de programa de la unidad u.~~

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

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

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

ANEXO II

Medida en barras de central de las unidades de programación

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

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

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

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

donde:

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

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

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

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

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

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.

$$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt}).$$

$CPERN_{pa,nt}$ = 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.

e) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCliqpot_{brp}$$

Donde:

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

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

Donde:

~~MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.~~

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

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

~~PHLdemresto = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.~~

~~PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.~~

~~SALDOENE_{brp} = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.~~

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

~~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 con la siguiente fórmula:~~

$$\text{MBC}_{\text{uexp}} = \text{PFI}_{\text{uexp}} \times (1 + \text{CPE}_{\text{frint}})$$

~~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 portfolio es cero.~~

[...]