

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. El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- d. El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- e. El servicio de respuesta activa de la demanda establecido en el procedimiento de operación 7.5.
- f. El servicio de control de tensión establecido en el procedimiento de operación 7.4.
- g. 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) a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de no frecuencia.

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 activa y las disminuciones de consumo o exportación de energía activa.
- c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía activa y los incrementos de consumo o exportación de energía activa.
- 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 activa se entenderán expresadas en MWh y las magnitudes de energía reactiva en Mvarh, 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 activa se entenderán expresadas en MW y las magnitudes de potencia reactiva en Mvar, 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 activa se entenderán expresados en euros por MWh y los precios de energía reactiva se entenderán expresados en euros por Mvarh, con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- d. Los precios de potencia activa se entenderán expresados en euros por MW y los precios de potencia reactiva se entenderán expresados en euros por Mvar 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 un cuarto de 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).
- (d) Servicio de respuesta activa de la demanda

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, 7 y 9.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance de RR y regulación terciaria 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, el valor $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

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

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

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 PO3.3.

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

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

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

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.

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.

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 .

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 .

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:

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

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

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:

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

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

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 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 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS$$

donde:

$ESECS_z$ = 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.

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:

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECS_z \times PMSECS \quad \text{si } PMSECS \geq 0$$

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

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 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB$$

donde:

$ESECB_z$ = 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.

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:

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

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

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 BRP 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 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 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 BRP s se calculará de la forma siguiente:

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

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación 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 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 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 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 zona de regulación z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BRP 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 BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al BRP s.

$\text{PBAL}_{z,s}$ = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en 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 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 BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times \text{abs}(PMD)$$

donde:

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

$$EINCLEBALB_{z,s} = - \min(-STGB_{z,s}; \max(0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFB_u))$$

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el Anexo II, de cada unidad de programación integrada en la 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.

$$EREFB_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRB_{z,s} + STGB_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

$IT_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa de la zona de regulación z o del BRP s.

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

$STGB_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al BRP 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 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. Servicio de respuesta activa de la demanda

9.1 Liquidación de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda

La asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada periodo de programación cuarto horario según la fórmula siguiente:

$$DCRAD = ERADS \times PMRADS$$

donde:

ERADS = Energía asignada a subir a la unidad de programación de demanda.

PMRADS = Máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación cuarto horario en el que se realiza la activación del servicio.

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

9.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda

En cada cuarto de hora, se verificará el cumplimiento de la asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de cada unidad de programación. El

incumplimiento de la asignación dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPENERAD} = \text{ENEINRAD} \times \text{PMRADS} \times 2$$

siendo:

$$\text{ENEINRAD} = \max (-\text{ERADS}; \min (0, \text{MBC} - \text{PHFC} - \text{ERADS}))$$

donde:

PHFC = Programa horario final de la unidad de programación.

MBC = Medida en barras de central de la unidad de programación. 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 telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente.

La suma horaria de las obligaciones de pago por incumplimiento de la asignación de energía del servicio de respuesta activa (OPEINSRAD) 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 29 de este procedimiento.

10. 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

11. Intercambios internacionales de energía de balance.

11.1 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.

11.1.1 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:

$$DCITB_i = \sum (EIITB_i, \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

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

11.1.2 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:

$$OPITB_i = \sum (EEITB_i \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

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

11.2 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 PO14.6.

11.2.1 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:

$EIIN_i$ = 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 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

11.2.2 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 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

III. LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

12. Liquidación del desvío del BRP.

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

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

12.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 13. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

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

12.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 13. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

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

12.3 Desvío cero del BRP.

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

13. Cálculo del desvío de cada BRP.

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

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

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

donde:

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

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

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

13.1 Medida en barras de central de un BRP.

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

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

13.2 Posición final de un BRP.

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

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

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

13.3 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 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.

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

13.4 Sentido del desvío de un BRP

El desvío de un BRP en cada hora podrá ser:

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

14. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora. La energía activada en el servicio de respuesta activa de la demanda

tiene consideración de energía de balance FRR a efectos de la determinación del precio único o dual.

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

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

14.1 Desvío total del sistema

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

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

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

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.

14.2 Precio único de desvíos

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

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

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

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

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

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

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

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

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

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

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

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

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

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

14.3 Precio dual de desvíos

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

El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDESVS_{brp} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDESVB_{brp} = PBALSUB$$

14.4 Valor de la activación evitada

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

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

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

15. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

15.1 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 14 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

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

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

donde:

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

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:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

15.2 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 29 de este procedimiento.

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

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

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

Tras la aplicación de las normas CCFR y CCU, la energía de los desvíos en estas interconexiones será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

donde:

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

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

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

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

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

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

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.

15.4 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 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

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

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

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

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

15.5 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 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

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

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

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

donde:

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

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

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

15.6 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 horariamente 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 PHFC

16. Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Final.

El saldo horario de la liquidación de energías posteriores al PHFC (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria y cuarto-horaria de todas las energías posteriores al PHFC, 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 29.

V. LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA DE BALANCE

17. Banda de regulación secundaria.

17.1 Banda de regulación secundaria.

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

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

donde:

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

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

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

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

17.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en “off”.

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en “off” dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times P_{MBAN} \times KI$$

siendo:

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

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

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.

17.2.2 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:

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

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.

17.2.3 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 = 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.

17.3 Coste de la banda de regulación secundaria.

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

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

El coste de la banda de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

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

18. Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda.

18.1 Liquidación de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda

La asignación de potencia del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada hora según la fórmula siguiente:

$$DCBANRAD = BANRAD \times PMBANRAD$$

donde:

BANRAD = Potencia asignada en la subasta anual.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

18.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda

En cada hora, se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta. El incumplimiento de la disponibilidad dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPBANRAD = - PNODISP \times PMBANRAD \times k$$

siendo:

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

PNODISP = Potencia media horaria incumplida = $\sum \text{ciclo PNODISP}_{\text{ciclo}} / NC$

K = Factor de penalización; su valor será 1 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es menor o igual al 10% de la suma de las potencias horarias asignadas a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio; su valor será 1,5 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es mayor al 10% de la suma de las potencias horarias asignada a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio.

donde:

$PNODISP_{\text{ciclo}}$ = Diferencia positiva entre la potencia asignada menos el valor absoluto de la telemida en barras de central en cada ciclo de lectura de telemida en la hora. Si el valor absoluto de la telemida es superior a la potencia asignada, este valor será cero. Para la elevación a barras de central se considerarán los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC.

NC = Número de ciclos de lectura de telemida en la hora.

No se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida los periodos horarios en los que no se requiera la aplicación del servicio.

Tampoco se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida las horas donde se haya producido la activación del servicio y las dos horas posteriores a dicho periodo. En caso de que la activación se produzca en el primer cuarto de hora, tampoco se considerará la hora anterior al periodo de activación.

En caso de activación del servicio, se verificará que el PHFC de la unidad es suficiente para activar la totalidad de la potencia asignada (el redespacho es igual a la potencia asignada en la subasta). En caso de que no fuera suficiente, se considerará incumplida la potencia correspondiente a la energía no activada:

$$OPBANRAD = PNODISP_{act} \times PMBANRAD$$

donde:

$$PNODISP_{act} = \min(0, ERADS - BANRAD)$$

18.3 Coste de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa.

El coste horario de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 y 18.2.

Este coste (CFSRAD) se liquidará a la demanda (CFSRADDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFSRADDES).

El coste asignado a la demanda CFSRADDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

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

VI. LIQUIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

19. 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.

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

20.1 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 PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

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

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.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a los periodos de programación que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

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

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

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

donde:

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

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todos los periodos de programación del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \min (IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_q ERPVPVOC_{u,q}$$

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

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PAC_u$$

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 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 de acoplamiento por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

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

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

donde:

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

PAF_u	=	Precio del arranque en frío en la oferta compleja
$NAC_{u,phfc}$	=	Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC
PAC_u	=	Precio del arranque en caliente en la oferta compleja
$NHR_{u,phfc}$	=	Número de horas diarias con PHFC mayor que cero
PHC_u	=	Precio de acoplamiento 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.

20.3 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:

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

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

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 resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.4 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:

$$DCERPVPV_u = ERPVPV_u \times PMD$$

donde:

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

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

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

$$OPERVPV_u = ERPVPV_u \times PMD$$

donde:

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

20.6 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 las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina.

Los redespatchos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no existan productos cuarto-horarios en los mercados diario e intradiario y, por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en el PO 3.2. Los valores de energía y precio en todos los cuartos de hora de la misma hora tengan el mismo valor.

Una vez se hayan introducido los productos cuarto-horarios en los mercados de energía, si no se dispone 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 telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

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 todos los periodos de programación 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 un periodo de programación 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:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMD} - \text{PMEDPVPS}_u) \quad \text{si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u$$

donde:

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

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

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCPVP}_u = \max [-\text{ERPVP}_u; \min (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

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

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

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 II. En el caso de que existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y 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.
- 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.

20.7 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.

20.8 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:

$$DCERECOOSS_{u,b} = ERECOOSS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSS_{u,b}$ = 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.

20.9 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:

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

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

donde:

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

20.10 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:

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

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

donde:

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

20.11 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:

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

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

donde:

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

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

20.12 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:

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

donde:

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

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

20.13 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:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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

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

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

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

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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

20.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

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

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

21. Restricciones técnicas en tiempo real.

21.1 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:

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

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 .

21.2 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:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCP_u$$

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PAC_u$$

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

$POCP_u$ = Precio de la oferta compleja para la energía programada en el periodo de programación, calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCP_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + POCS \times PPOC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

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.
POCS	=	Periodos de programación con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad u por restricciones en tiempo real.
PPOC _u	=	Precio de acoplamiento por periodo de programación, calculado como el precio de acoplamiento por hora de la oferta compleja dividido entre 4.
PEC _u	=	Precio por energía en la oferta compleja.
ERTROCSD	=	Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

21.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

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 resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

21.4 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 las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

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

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

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

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

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

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en el periodo de programación existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

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.

PORP_u = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.5 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:

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

donde:

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

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

21.6 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:

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

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

donde:

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

21.7 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:

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

21.8 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 19.1 a 19.7 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

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

El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

22. 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 29.

b) Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 18 y 19.

VII. LIQUIDACIÓN DE OTROS CONCEPTOS

23. 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 29.

24. 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 29.

24 (bis). Medidas excepcionales de apoyo a sistemas eléctricos vecinos

El coste de las actuaciones excepcionales en el sistema eléctrico peninsular solicitadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre sistemas eléctricos vecinos en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a garantizar la capacidad de exportación minimizando o evitando la aplicación de acciones coordinadas de balance dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual al coste de las actuaciones adoptadas. Este coste ha sido sufragado por el operador del sistema vecino que ha solicitado estas medidas y que, previamente, ha transferido el importe al operador del sistema.
- Derecho de cobro por valor del importe anterior que se reparte como minoración del coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidan a la demanda.

El coste de las actuaciones excepcionales orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre ambos sistemas en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a aumentar la capacidad de importación y con ello evitar o reducir el deslastre de cargas en caso de situaciones de tensión entre generación y consumo en el sistema eléctrico peninsular dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.
- Obligación de pago por valor del importe anterior se repartirá como el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquida a la demanda.

25. 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.

26. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

26.1 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.

26.2 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.

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

27.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

27.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 13 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

27.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 25.1 y 25.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del *Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico*.

28. 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.

29. Servicio de control de tensión

29.1 Prestación básica.

El incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQBIN = - QBIN \times PQBIN$$

siendo:

QBIN = Capacidad reactiva penalizable, calculada según los apartados 10.1 y 10.2 del PO 7.4.

PQBIN = Precio por incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión. Este precio será el establecido por Resolución de la CNMC.

29.2 Capacidad reactiva obligatoria de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQO = QO \times PQO$$

siendo:

QO = Energía reactiva obligatoria (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4.

PQO = Precio de la energía reactiva obligatoria. Este precio será el establecido por Resolución de la CNMC.

El incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQOIN = - QOIN \times PQO \times 1,2$$

siendo:

QOIN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4.

29.3 Capacidad reactiva adicional de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a

un derecho de cobro para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQA = \sum (QA_{b,s,m} \times PQA_{b,s,m}) - \sum QADES_m \times PQADES_m$$

siendo:

$QA_{b,s,m}$ = Capacidad reactiva adicional asignada a la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$PQA_{b,s,m}$ = Precio de la oferta de la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$QADES_m$ = Capacidad reactiva adicional desasignada a la unidad u en el mercado zonal m .

$$PQADES_m = \sum (QA_{b,s} \times PQA_{b,s}) / \sum QA_{b,s}$$

En el caso de unidades de grupos térmicos o hidráulicos, se anotará en cada hora un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQAr = CQh + (NarrF \times CAF + NarrC \times CAC) / NARR + NarrA \times CAA / NAA$$

siendo:

CQh = Término en € de la oferta de control de tensión de la unidad u considerando el modo de funcionamiento correspondiente en el caso de ciclos combinados multieje.

$NarrF$ = Número de arranques en frío de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

$NarrC$ = Número de arranques en caliente de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

CAF = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos.

CAC = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos.

$NARR$ = Número de horas con arranque programado para el servicio de control de tensión de la unidad u en el día.

NarrA	= Número de turbinas de gas adicionales arrancadas de ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .
CAA	= Coste del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multieje.
NAA	= Número de horas que han requerido arranque adicional de turbinas de gas en ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

La consideración de la existencia de un arranque programado por control de tensión, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo con lo establecido en el P.O.7.4.

Los arranques programados se verificarán con la medida, comprobando en cada hora que la medida es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida horaria menor que cero; 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 las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques programados de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando en cada hora que la medida de cada turbina es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida horaria menor que cero.

En caso de incumplimiento según medida de un arranque programado, se anotará una obligación de pago a la unidad en cada hora donde el arranque no haya sido realizado calculada según la siguiente fórmula:

$$OPQAINAR = - (NarrF \times CAF + NarrC \times CAC) / NARR$$

$$OPQAINAA = - (NarrA \times CAA / NAA)$$

El incumplimiento de la asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQAIN = - \sum QAIN_m \times PQAIN_m \times 1,2$$

siendo:

$$QAIN_m = \text{Capacidad reactiva adicional incumplida de la unidad } u \text{ en el mercado zonal } m \text{ según el apartado 10.3 del P.O. 7.4.}$$

$PQAIN_m$ = Precio medio de la capacidad asignada a la unidad u en el mercado zonal m .

Donde:

$PQAIN_m = (DCQA + DCQAr + OPQAINAR + OPQAINAA) / (\sum QA_{b,s} - \sum QADES_m)$

29.4 Penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

El incumplimiento de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$OPQCIN = - QCIN \times PQCIN$

siendo:

$QCIN$ = Energía reactiva calculada según el apartado 10.5 del PO 7.4.

$PQCIN$ = Precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión. Este precio será el establecido por Resolución de la CNMC.

29.5 Coste del servicio de control de tensión.

El coste del servicio de control de tensión (SCT) se calcula como la suma de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los apartados 29.1 a 29.4. Si la suma es positiva será un coste y si es negativa será un ingreso.

El coste SCT se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.

VIII. LIQUIDACION DE COSTES A LA DEMANDA

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

30.1 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 de regulación secundaria
- c) Coste de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda
- d) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC
- e) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real
- f) Ingreso del control del factor de potencia
- g) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria
- h) Asignación del importe de los incumplimientos de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda
- i) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6
- j) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio
- k) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.
- l) Coste del servicio de control de tensión.
- m)

30.2 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.

30.3 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 realizará 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 operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

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

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

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

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

30.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 29.1 y al apartado 29.2.

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.

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

donde:

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

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

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

$SRTRS_{u,s}$ = 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:

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

2. La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del 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.

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

donde:

$STGB_{u,s}$ = Saldo neto a bajar de la energía 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:

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

donde:

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

$CPRREAL_{pa,nt}$ = 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.

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

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

Donde:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp}$$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot + PHLdemresto$$

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:

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

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.

ANEXO II(bis)

Medida en barras de central de las unidades de programación

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

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

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

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

donde:

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

$CPRREAL_{pa,nt}$ = 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.

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

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

Donde:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}$$

$$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}$$

$$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, Cminor \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes})$$

Si $PHL_{brp,mes}$ es cero, $EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (n^{\circ} \text{ horas del mes})$

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

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.

$PHL_{brp,mes}$ = Suma mensual de los PHL_{brp} de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL_{brp} de los 15 primeros días del mes.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

ANEXO III

Medidas para verificación del cumplimiento de asignaciones de rr y terciaria y restricciones técnicas hasta disponer de medida de contador cuarto-horaria

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida para la verificación del cumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 8 o por restricciones técnicas de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 18.6 y 19.4 de este procedimiento, se calculará para cada unidad de programación como:

- a) La integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, en el caso de unidades de programación de producción, de consumo de bombeo o de otros almacenamientos.
- b) En las liquidaciones con medidas de demanda, la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente elevada a barras de central en el caso de unidades de programación de demanda, de acuerdo con lo establecido en el apartado b del Anexo II de este procedimiento.

A tal efecto, los participantes enviarán al operador del sistema el desglose por peaje de acceso de la medida cuarto-horaria calculada según el párrafo anterior.

El participante podrá comunicar el desacuerdo al operador del sistema con el valor de integral de telemedida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemedida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según se describe el apartado 3.4.2 del PO 10.5. Los plazos de comunicación y resolución por parte del encargado de lectura serán los recogidos en el apartado 8.6.2.a (i) del PO 10.5.