

ARTÍCULO 50

Derecho a no ser juzgado o condenado penalmente dos veces por la misma infracción

Nadie podrá ser juzgado o condenado penalmente por una infracción respecto de la cual ya haya sido absuelto o condenado en la Unión mediante sentencia penal firme conforme a la ley.

TÍTULO VII

Disposiciones generales que rigen la interpretación y la aplicación de la Carta

ARTÍCULO 51

Ámbito de aplicación

1. Las disposiciones de la presente Carta están dirigidas a las instituciones, órganos y organismos de la Unión, dentro del respeto del principio de subsidiariedad, así como a los Estados miembros únicamente cuando apliquen el Derecho de la Unión. Por consiguiente, éstos respetarán los derechos, observarán los principios y promoverán su aplicación, con arreglo a sus respectivas competencias y dentro de los límites de las competencias que se atribuyen a la Unión en las demás Partes de la Constitución.

2. La presente Carta no amplía el ámbito de aplicación del Derecho de la Unión más allá de las competencias de la Unión, ni crea ninguna competencia o misión nuevas para la Unión, ni modifica las competencias y misiones definidas en las demás Partes de la Constitución.

ARTÍCULO 52

Alcance e interpretación de los derechos y principios

1. Cualquier limitación del ejercicio de los derechos y libertades reconocidos por la presente Carta deberá ser establecida por la ley y respetar el contenido esencial de dichos derechos y libertades. Dentro del respeto del principio de proporcionalidad, sólo podrán introducirse limitaciones cuando sean necesarias y respondan efectivamente a objetivos de interés general reconocidos por la Unión o a la necesidad de protección de los derechos y libertades de los demás.

2. Los derechos reconocidos por la presente Carta que se mencionan en otras Partes de la Constitución se ejercerán en las condiciones y dentro de los límites definidos por ellas.

3. En la medida en que la presente Carta contenga derechos que correspondan a derechos garantizados por el Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales, su sentido y alcance serán iguales a los que les confiere dicho Convenio. Esta disposición no obstará a que el Derecho de la Unión conceda una protección más extensa.

4. En la medida en que la presente Carta reconozca derechos fundamentales resultantes de las tradiciones constitucionales comunes a los Estados miembros, dichos derechos se interpretarán en armonía con las citadas tradiciones.

5. Las disposiciones de la presente Carta que contengan principios podrán aplicarse mediante actos legislativos y ejecutivos adoptados por las instituciones, órganos y organismos de la Unión, y por actos de los Estados miembros cuando apliquen el Derecho de la Unión, en el ejercicio de sus competencias respectivas. Sólo podrán alegarse ante un órgano jurisdiccional en lo que se refiere a la interpretación y control de la legalidad de dichos actos.

6. Se tendrán plenamente en cuenta las legislaciones y prácticas nacionales según lo especificado en la presente Carta.

7. Las explicaciones elaboradas para guiar en la interpretación de la Carta de los Derechos Fundamentales

serán tenidas debidamente en cuenta por los órganos jurisdiccionales de la Unión y de los Estados miembros.

ARTÍCULO 53

Nivel de protección

Ninguna de las disposiciones de la presente Carta podrá interpretarse como limitativa o lesiva de los derechos humanos y libertades fundamentales reconocidos, en su respectivo ámbito de aplicación, por el Derecho de la Unión, el Derecho internacional y los convenios internacionales de los que son parte la Unión o todos los Estados miembros, y en particular el Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales, así como por las constituciones de los Estados miembros.

ARTÍCULO 54

Prohibición del abuso de derecho

Ninguna de las disposiciones de la presente Carta podrá ser interpretada en el sentido de que implique un derecho cualquiera a dedicarse a una actividad o a realizar un acto tendente a la destrucción de los derechos o libertades reconocidos en la presente Carta o a limitaciones más amplias de estos derechos y libertades que las previstas en la presente Carta.»

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Ley Orgánica entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Por tanto,

Mando a todos los españoles, particulares y autoridades, que guarden y hagan guardar esta ley orgánica.

Palma de Mallorca, 30 de julio de 2008.

JUAN CARLOS R.

El Presidente del Gobierno,
JOSÉ LUIS RODRÍGUEZ ZAPATERO

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

13034 *RESOLUCIÓN de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».*

El artículo 3.1.k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, aprobar por medio de Resolución del Secretario General de Energía las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios para la gestión económica y técnica del sistema.

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

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece que los titulares de instalaciones de régimen especial en tarifa deberán participar en el mercado directamente o a través de un representante que no podrá ser el distribuidor, de acuerdo con un periodo transitorio que se desarrolla en tres fases.

Por otra parte, establece también nuevas condiciones para la participación en el mercado del régimen especial, entre ellas las relativas a liquidación de costes de los desvíos, exención del coste de desvíos para determinadas instalaciones, liquidación de la tarifa por un método de diferencias con la liquidación del mercado, liquidación de las primas por un método de referencia a un precio de mercado, participación del régimen especial en servicios de ajuste del sistema, intercambios de información entre representantes, Operador del mercado Ibérico, Polo Español, Operador del Sistema y Comisión Nacional de Energía y separación completa de la liquidación del distribuidor entre la energía para consumo a tarifa y la energía para régimen especial en tarifa con representante distribuidor.

La incorporación al mercado de un elevado número de instalaciones de régimen especial y las nuevas condiciones de liquidación y de participación requiere una revisión de los procedimientos de operación para desarrollar en detalle lo establecido en el citado Real Decreto 661/2007, necesidad que fue recogida en la Disposición adicional undécima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.

Por su parte, la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre y la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre,

derogan implícitamente el PO 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema P.O. 14.1, P.O. 14.3, P.O. 14.4, P.O. 14.6, P.O. 14.7 y P.O. 14.8.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, resuelve:

Primero.—Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.1 «condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», P.O. 14.3 «garantías de pago», P.O. 14.4 «derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste de sistema», P.O. 14.6 «liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado», P.O. 14.7 «expedición de facturas, cobros y pagos» y P.O. 14.8 «sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial», que se insertan a continuación.

Segundo.—La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.—A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.1 «condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», P.O. 14.3 «garantías de pago», P.O. 14.4 «derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste de sistema», P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia», P.O. 14.6 «liquidación del saldo mensual resultante de los intercambios internacionales» y P.O. 14.7 «expedición de facturas, cobros y pagos» aprobados por Resolución de la Secretaría General de Energía de fechas 24 de mayo de 2006 y 26 de junio de 2007.

Madrid, 28 de julio de 2008.—El Secretario General de Energía, Pedro Luis Marín Uribe.

podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado. Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Una vez acordada la suspensión provisional, el Operador del Sistema podrá realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el P.O. 14.1.

14.4 Incumplimiento p

En el supuesto de que del Mercado, que no resulte cubierto por las garantías constituídas por dicho Sujeto, el Operador del Sistema se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido en el ordenamiento jurídico. El Sujeto incumplidor vendrá obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados.

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

Estos primeros párrafos pertenecen al P.O. 14.3 Garantías de pago. Resolución 28/07/08, BOE 31/07/08.

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

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

15. PERIODO TRANSITORIO

Hasta que el Operador del Sistema disponga de seis años completos de liquidaciones practicadas según los nuevos Procedimientos de Operación de Liquidaciones, el Operador del Sistema podrá utilizar, al solo efecto de los cálculos establecidos en el apartado 10.1.b, los resultados agregados de liquidaciones de actividades para consumo nacional disponibles en el web público del operador del mercado y que hayan sido realizadas con anterioridad a la entrada en vigor de este procedimiento, hasta un máximo de seis años. Estos cálculos serán puestos a disposición de los Sujetos de Liquidación.

P.O. 14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1. OBJETO

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

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

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

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

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

3. CRITERIOS GENERALES

3.1 Criterio de signos

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

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

3.2 Magnitudes

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

- a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado. La conversión de precios publicados en céntimos/kWh a euros/MWh se realizará multiplicando por diez sin pérdida de precisión.
- d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas

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

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

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

4. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL PBF

4.1 Primera fase: Modificaciones del PBF por criterios de seguridad

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

4.1.1.1 Oferta simple

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

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

donde:

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

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

4.1.1.2 Oferta compleja

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

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$	=	Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja
$POPVPVDIA_u$	=	Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:
$POPVPVDIA_u$	=	mínimo $(IMPPVP_u, IMPPHF_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$

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

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

donde :

$NAF_{u,pvp}$	=	Número de arranques diarios en frío programados en PVP
PAF_u	=	Precio del arranque en frío en la oferta compleja
$NAC_{u,pvp}$	=	Número de arranques diarios en caliente programados en PVP
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 PBF con utilización de la oferta compleja
PHC_u	=	Precio por hora en la oferta compleja
$ERPVP_u$	=	Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja
PEC_u	=	Precio por energía en la oferta compleja

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

$$IMPPHF_u = NAF_{u,phf} \times PAF_u + NAC_{u,phf} \times PAC_u + NHR_{u,phf} \times PHC_u + PHF_{u,phf} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde :

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

Si $IMDCBMI < 0$ entonces $IMDCBMI = 0$

Si $IMPPHF_u < 0$, entonces $IMPPHF_u = 0$

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

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente

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

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

donde:

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

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

4.1.2.1 Transacción del mercado diario

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

$$DCERPVPVC_u = ERPVPVC_u \times PMD$$

donde:

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

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física

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

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

4.1.3.1 Transacción del mercado diario

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

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

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

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

4.1.3.3 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación

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

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1

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

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

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

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

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCUMP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD})$$

donde:

- EINCPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.
- PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad u .

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional

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

4.2. Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda

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

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

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2

4.2.1.1 Con oferta simple presentada

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

$$\text{DCERECOOSS}_{u,b} = \text{ERECOOS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

- $\text{ERECOOS}_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2
- $\text{POECOS}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición

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

$$\text{DCERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

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

4.2.1.2.2 Unidades de venta

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

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

donde:

$$ERECOSOS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta presentada}$$

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

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

donde:

$$ERECOMERS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

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

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

donde:

$$ERECOMERS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2

4.2.2.1 Con oferta simple presentada

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

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

donde:

$$\begin{aligned} ERECOOSB_{u,b} &= \text{Energía a bajar del bloque } b \text{ de la oferta simple de la unidad } u \text{ asignada en fase 2} \\ POECOB_{u,b} &= \text{Precio de la oferta de energía a bajar del bloque } b \text{ de la unidad } u, \text{ para el proceso de resolución de restricciones técnicas.} \end{aligned}$$

4.2.2.2 Sin oferta presentada

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición

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

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$$ERECOMERB_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

4.2.2.2.2 Unidades de venta

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

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$$ERECOSOB_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta } u, \text{ sin oferta presentada}$$

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1 y 4.2

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua.

Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

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

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBCua / \sum u \text{ MBCua}$$

5. BANDA DE REGULACION SECUNDARIA

5.1 Banda de regulación secundaria

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

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

donde:

$$\begin{aligned} BAN_u &= \text{Banda de regulación secundaria asignada a la unidad } u \\ P_{MBAN} &= \text{Precio marginal de la banda de regulación secundaria} \end{aligned}$$

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

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

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

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en "off"

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

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

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

$$\begin{aligned} P_{MBAN} &= \text{Precio marginal de la banda de regulación secundaria} \\ KI &= \text{Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNE. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.} \\ KA_z &= \text{Coeficiente de participación de la zona de regulación } z \text{ en la reserva del sistema} \\ RNTS &= \text{Reserva nominal total a subir del sistema} \\ RNTB &= \text{Reserva nominal total a bajar del sistema} \end{aligned}$$

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

— $TRCP$ = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada

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

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

siendo:

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

donde:

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

— PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

— KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada

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

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

siendo:

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

donde:

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

— PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

— KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria

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

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua.

Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

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

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBCua / \sum ua MBCua$$

6. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL MERCADO INTRADIARIO

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRTMI}_{u,s} = \text{ERVMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERVMI}_{u,s}$	=	Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario
PMI_s	=	Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCRTMI}_{u,s} = \text{ERCMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERCMI}_{u,s}$	=	Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario
PMI_s	=	Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario

7. RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria

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

$$\text{DCERTRT}_{u,b} = \text{ERTRTS}_{u,b} \times \text{POTERS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTRTS}_{u,b}$	=	Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real
$\text{POTERS}_{u,b}$	=	Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF

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

Si existe oferta compleja ésta será solamente aplicable en el caso de que cuando se aplican las limitaciones por seguridad, el programa vigente de la unidad en ese momento (PVP o PHF) es nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien si la unidad tiene únicamente programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad. En caso contrario, es de aplicación la oferta simple.

7.1.2.1 Oferta simple

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

$$\text{DCERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSS}_{u,b} \times \text{POSS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTROSS}_{u,b}$	=	Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real
$\text{POSS}_{u,b}$	=	Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b

7.1.2.2 Oferta compleja

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCDIA_u$$

donde:

ERTROCS _u	=	Energía programada a subir a la unidad <i>u</i> por solución de restricciones en tiempo real, en aplicación de la oferta compleja
POCDIA _u	=	Precio aplicable para todas las horas del día obtenido valorando la energía de PHF, gestión de desvíos, regulación terciaria y restricciones técnicas al precio de la oferta compleja y descontando los ingresos netos positivos obtenidos por la energía distinta de ERTROCS _u y dividiendo el importe resultante entre la energía ERTROCS _u

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta

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

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

donde:

ERTRMERS _u	=	Energía programada a subir a la unidad <i>u</i> por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable
-----------------------	---	---

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir

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

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

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior al PHF más los redespachos por seguridad en tiempo real, 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 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:

$$OPEINCRTR_u = EINCRTRS_u \times (PMEDRTRS_u - PMD)$$

donde:

EINCRTRS _u	=	Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad <i>u</i> , se tomará valor cero si en la hora existen restricciones en tiempo real a bajar en la unidad <i>u</i>
PMEDRTRS _u	=	Precio medio de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real a la unidad <i>u</i>

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria

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

$$OPERTRT_{u,b} = ERTRTB_{u,b} \times POTERB_{u,b}$$

donde:

ERTRTB _{u,b}	=	Energía a bajar del bloque <i>b</i> de la oferta de terciaria a bajar de la unidad <i>u</i> por solución de restricciones en tiempo real
POTERB _{u,b}	=	Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía <i>b</i>

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones

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

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

donde:

$$\begin{aligned} \text{ERTROSB}_{u,b} &= \text{Energía a bajar del bloque } b \text{ de la oferta simple a bajar de la unidad } u \text{ por solución de} \\ &\text{restricciones en tiempo real} \\ \text{POSB}_{u,b} &= \text{Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía } b \end{aligned}$$

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo

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

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

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real

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

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

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

$$\text{OPSCRTR}_{ua} = \text{SCRTR} \times \text{MBCua} / \sum u_a \text{ MBCua}$$

8. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE APOYO

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo

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

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

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las

unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

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

$$OPSCIA_{u_a} = SCIA \times MBC_{u_a} / \sum u_a MBC_{u_a}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio

Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

9. GESTIÓN DE DESVÍOS

9.1 Gestión de desvíos a subir

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

$$DCPRD_{u,s} = EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s$$

donde:

$EPRDS_{u,s}$	=	Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s
$PMPRDS_s$	=	Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s

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

9.2 Gestión de desvíos a bajar

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

$$OPPRD_{u,s} = EPRDB_{u,s} \times PMPRDB_s$$

donde:

$EPRDB_{u,s}$	=	Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s
$PMPRDB_s$	=	Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s

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

10. REGULACIÓN TERCIARIA

10.1 Regulación terciaria a subir

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

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$	=	Energía terciaria asignada a subir a la unidad u
$PMTERS$	=	Precio marginal de la asignación de terciaria a subir

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

10.2 Regulación terciaria a bajar

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

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

donde:

ETERB_u	=	Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u
PMTERB	=	Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar

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

11. REGULACIÓN SECUNDARIA

11.1 Regulación secundaria a subir

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

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

donde:

CATS	=	1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15
ESECS_z	=	Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z
PMSECS	=	Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir

11.2 Regulación secundaria a bajar

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

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

donde:

CATB	=	1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85
ESECB_z	=	Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z
PMSECB	=	Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar

12. DESVÍOS ENTRE MEDIDA Y PROGRAMA DE LIQUIDACIÓN

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

12.1 Programa Horario de Liquidación

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma del Programa Horario Final (PHF) y de todas las energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluidas las energías de los desvíos comunicados.

12.2 Medida en barras de central

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

- La medida en barras de central de las unidades de programación de producción y de las unidades de programación de consumo de bombeo, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares no tendrán medidas asignadas ya que la medida de estos consumos estará asignada a las unidades de programación de producción correspondientes.

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

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

- La medida en barras de central de unidades de programación de importación y para las unidades de programación que representan los contratos de suministro de EDF a REE y de REE a EDF, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

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

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

donde:

MBC_{uexp}	= Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$
PFI_{uexp}	= Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.
$CPER_{frint}$	= Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional $frint$. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 145 kV" excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 72,5 y no superior a 145 kV". En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

- d. La medida en barras de central de las unidades de programación de distribución, de las unidades de programación de comercialización para consumidores cualificados y de las unidades de programación de consumidores cualificados, se calculará de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

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

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

donde:

PHL_{ua}	= Programa Horario de Liquidación de la unidad u
$SALDOENE_{ua}$	= Asignación a la unidad de programación de adquisición ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE). En caso de que se disponga del cierre de medidas completas el saldo de la energía total liquidada en la hora será cero. La asignación se realizará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad según la fórmula siguiente: $SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$

12.2.1 Elevación a barras de central de las medidas

En este apartado se especifica el método de cálculo para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

12.2.1.1 Definiciones

MBC_{uc}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del comercializador o consumidor cualificado uc .
MBC_{ud}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del distribuidor ud .
$MPFC_{ud,nt,ta}$	Suma de las medidas de la energía suministrada a los puntos frontera de clientes cualificados por la unidad de adquisición del distribuidor ud a nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta . Este valor será positivo.
$MPFC_{uc,nt,ta}$	Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores cualificados a la unidad del comercializador o consumidor cualificado uc a nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta . Este valor será negativo
MPF_{ud}	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en todos los puntos frontera de la unidad del distribuidor, ud .
$MPFDD_{ud}$	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en puntos frontera distribución-distribución de la unidad del distribuidor, ud . Este valor será negativo si el valor neto indica que ud obtiene energía de otros distribuidores.
$MPFTDDT_{ud}$	Suma de las medidas de la energía intercambiada en puntos frontera de la unidad de adquisición del distribuidor ud con el transporte. Si la suma es en el sentido de que la distribuidora vierte energía al transporte, entonces este valor será cero.
PT	Pérdidas de la red de transporte. Este valor será negativo.
PTRD	Pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución..Este valor será negativo.

PTRD _{ud}	Asignación a la unidad de distribuidor <i>ud</i> de las pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución. Este valor será negativo.
PFI _{uex}	Programa de intercambio en la interconexión internacional acordado por ambos operadores del sistema para la unidad de programación de exportación <i>uex</i> . Este valor será negativo.
CPER _{nt,ta}	Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores cualificados con nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso <i>ta</i> . Este valor será positivo. Estos coeficientes serán los establecidos en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Las tarifas de acceso serán las establecidas en el artículo 7 del <i>Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica</i> . Los periodos tarifarios serán los establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. Para las tarifas de dos y tres periodos, el día de 23 horas será el primer día de verano y el día de 25 horas será el primero de invierno. Para la tarifa de seis periodos, los festivos de ámbito nacional para cada año serán publicados por el Operador del Sistema según lo establecido en el P.O. 14.1.
CPER _{frin}	Coeficiente de pérdidas para exportación por la interconexión <i>frin</i> descrito en el punto 12.2.c.
CPERDD _{nt}	Coeficiente de pérdidas para puntos frontera distribución-distribución con nivel de tensión <i>nt</i> . El valor aplicable será el correspondiente a la tarifa general de alta tensión para el nivel de tensión <i>nt</i> .

12.2.1.2. Comercializadores y consumidores cualificados

La medida elevada a barras de central de las unidades de comercializadores para consumo nacional y de las unidades de consumidores cualificados se calculará con la fórmula siguiente:

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

12.2.1.3. Distribuidores

La medida elevada a barras de central de las unidades de distribuidores se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ud} = MPF_{ud} + PTRD_{ud} + \sum_{nt} \sum_{ta} MPFC_{ud,nt,ta} \times CPER_{nt,ta} + \sum_{nt} MPFDD_{ud,nt} \times CPERDD_{nt}$$

El valor de PTRD_{ud} se calculará como se describe a continuación.

Para calcular las pérdidas medidas de transporte asignadas a la distribución (PTRD) se deducirán de las pérdidas medidas de transporte (PT) las pérdidas asignadas a las unidades de exportación, excluida la unidad que represente el contrato de exportación de REE a EDF, a la que no se asignan pérdidas:

$$PTRD = PT - \sum_{uex} PFI_{uex} \times CPER_{frin}$$

Las pérdidas asignadas a la distribución, se repartirán a cada unidad de distribución *ud* proporcionalmente al saldo de la medida de todos los puntos frontera transporte-distribución siempre que el saldo sea en sentido tomador de energía:

$$PTRD_{ud} = PTRD \times MPFTDDT_{ud} / \sum_{ud} MPFTDDT_{ud}$$

12.3 Precio de los desvíos

A efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

$$SNSB = \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} + EPRDB_{u,s}) + \sum_u (ETERS_u + ETERB_u) + \sum_z (ESECS_z + ESECB_z)$$

12.3.1 Precio de desvíos a subir

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

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

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

donde:

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

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

12.3.2 Precio de desvíos a bajar

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

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

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

donde:

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

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

12.4 Cálculo de desvíos

12.4.1 Desvío de las zonas de regulación

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESZ_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

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

12.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación

El desvío de cada unidad de programación u , no integrada en zona de regulación, se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESU_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u
 PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u

12.4.3 Desvío de las unidades de programación de distribución

El desvío de cada unidad de programación de distribución se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DESV}_{ud} = \text{MBC}_{ud} - \text{PHL}_{ud}$$

donde:

MBC_{ud} = Medida elevada a barras de central de cada unidad de distribución ud
 PHL_{ud} = Programa horario liquidado de cada unidad de programación de adquisición de distribución ud

12.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos

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

- El desvío *d* de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 12.4.1
- El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen especial no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen ordinario será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen ordinario no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* de cada comercializador por la actividad de adquisición para clientes nacionales será la suma del desvío de su unidad de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, modificado por el Real Decreto 1454/2005, y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de distribución será la suma de los desvíos de sus unidades de programación para clientes a tarifa. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.3
- El desvío *d* de cada sujeto cliente cualificado será el calculado en el apartado 12.4.2 para su unidad de programación
- El desvío *d* por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente para su participación en las subastas de emisiones primarias de energía, en las subastas de distribuidores o en otras modalidades de contratación será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

12.5.1 Desvío positivo

Si el desvío *d* calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío *d* será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

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

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

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

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

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

$$DCDES_{u,z,d} = DES_{u,z,d} \times PMD + DES_{u,z,d} \times DES_d \times (PDES_{VS} - PMD) / \sum_u DES_{VP_{u,z,d}}$$

donde:

$$\sum_u DES_{VP_{u,z,d}} = \text{suma de los desvíos positivos } DES_{VP_{u,z,d}} = DES_{u,z,d} > 0$$

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

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{u,z,d} + \sum_{uz} OPDES_{u,z,d}$$

12.5.2 Desvío negativo

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, $PDES_{VB}$, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODES_d = DES_d \times PDES_{VB}$$

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

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

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

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

$$OPDES_{u,z,d} = DES_{u,z,d} \times PMD + DES_{u,z,d} \times DES_d \times (PDES_{VSB} - PMD) / \sum_u DES_{VN_{u,z,d}}$$

donde:

$$\sum_u DES_{VN_{u,z,d}} = \text{suma de los desvíos negativos } DES_{VN_{u,z,d}} = DES_{u,z,d} < 0$$

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

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{u,z,d} + \sum_{uz} OPDES_{u,z,d}$$

12.5.3 Desvío cero

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

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

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

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

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

12.5.4 Coste del desvío y déficit de desvíos de las instalaciones de régimen especial en tarifa

El desvío agregado correspondiente a las instalaciones de régimen especial de una misma unidad de programación que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, dará lugar en cada periodo horario de programación a un derecho de cobro u obligación de pago según lo dispuesto en los apartados 12.5.1, 12.5.2 y 12.5.3 de este procedimiento de operación. La liquidación del coste del desvío y del déficit de las instalaciones exentas del pago de dicho coste se realizará según lo dispuesto en los apartados siguientes.

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del mencionado real decreto, el derecho de cobro u obligación de pago por desvío de las unidades de programación del distribuidor de las mencionadas instalaciones se anotará en las liquidaciones correspondientes a los cierres de medidas provisional y definitivo.

12.5.4.1 Anulación del coste del desvío de instalaciones exentas

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

$$DCDSVEX_u = \text{Abs}(DES_u) \times \text{Abs}(PMD - PREDES_u)$$

donde:

DES_u = Desvío de la unidad de programación u calculado según lo dispuesto en el apartado 12.4.2 que será positivo o negativo según corresponda a mayor o menor producción que la prevista.

$PREDES_u$ = Precio del derecho de cobro u obligación de pago de la unidad de programación u por desvío según lo dispuesto en los apartados 12.5.1, 12.5.2 y 12.5.3, resultado del cociente entre el importe anotado y la energía del desvío.

PMD = Precio horario del mercado diario

La suma de los derechos de cobro por anulación del coste de los desvíos constituirá el déficit de desvíos exentos del pago del coste de desvíos que se liquidará con cargo al saldo del excedente o déficit de valoración de desvíos del apartado 12.8 en cuyo cálculo se incluirá la suma de estos derechos de cobro.

12.5.4.2 Coste del desvío de instalaciones no exentas representadas por su distribuidor

En el caso de que el titular de instalaciones no exentas del pago del coste del desvío participe mediante representante distribuidor, la factura del titular de las instalaciones no exentas del pago del coste del desvío que el titular representado emita al representante incluirá la repercusión del coste mensual de los desvíos correspondientes.

El coste del desvío horario de cada instalación no exenta del titular representado será el producto del valor absoluto del desvío horario de la instalación no exenta por el coste unitario horario del desvío.

El valor absoluto del desvío de la instalación será la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real medida y la previsión comunicada al representante.

El coste unitario horario del desvío será el valor absoluto de la diferencia entre el precio horario del mercado diario y el precio horario del desvío establecido en el apartado 12.3 según el sentido del desvío de la instalación.

El coste unitario horario de los desvíos por menor y por mayor producción será publicado por el Operador del Sistema en su Web pública el día de cierre de la Liquidación Inicial Provisional Segunda de cada mes.

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del mencionado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el coste horario del desvío de las instalaciones representadas por el distribuidor será cero cuando el desvío de la instalación sea inferior al 5%.

En el caso de que alguna instalación del titular no dispusiera de equipo de medida horaria y tuviera obligación de disponer del mismo de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida, el coste de desvío resultante de sus instalaciones se multiplicará por 1,15.

12.5.4.3 Comunicación a efectos de la liquidación de tarifas y complementos

El operador del sistema comunicará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a efectos de lo dispuesto en el artículo 30.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el importe agregado de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante y de cada titular que participe sin representante y que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada, BALDITA, de cada representante o titular rt en cada mes m será la suma de los importes de las liquidaciones a las que se refiere el artículo 30.1 y del importe de la repercusión del coste del desvío al que se refieren los artículos 30.1 y 34 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. El valor de esta suma se calcula según la fórmula siguiente:

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

Siendo:

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

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

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

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

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, cuando el representante no sea el distribuidor y a efectos de lo dispuesto en el apartado 6 de la citada disposición transitoria, el operador del sistema comunicará a cada distribuidor el importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante rt en cada distribuidor dis calculado según la fórmula siguiente:

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

Siendo $MEDPMD_{dis,rt,m}$ y $EMIPID_{dis,rt,m}$ los valores resultantes de aplicar las mismas fórmulas anteriores de $MEDPMD_{rt,m}$ y $EMIPID_{rt,m}$ sobre los valores correspondientes a las instalaciones de cada representante en cada distribuidor. A tal efecto, cada representante comunicará mensualmente al operador del sistema antes del día 7 del mes siguiente los importes $EMIPID_{dis,rt,m}$ correspondientes a cada distribuidor. La suma de los importes $EMIPID_{dis,rt,m}$ comunicados por cada representante deberá ser igual al valor $EMIPID_{rt,m}$.

El importe descontado en las facturas de todas las instalaciones del representante rt en el distribuidor dis deberá ser igual al valor de $BALDITA_{dis,rt,m}$ comunicado por el operador del sistema.

12.6. Desvíos internacionales de regulación

Los desvíos internacionales de regulación entre sistemas se valoran al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales de regulación por cada interconexión internacional

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

donde:

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

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

$$DCDIR = DIR \times PMD$$

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

$$OPDIR = DIR \times PMD$$

12.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 12.3 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

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

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

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

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

12.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos

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

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

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

$$DCAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times MB C_{ua} / \sum_u MB C_{ua}$$

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

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

13. FALLO DE PROGRAMACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN GENÉRICAS

13.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF

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

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

donde:

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

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

13.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF

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

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

donde:

- ENPHF_{ug} = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica ug .
 NS = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora h .

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

13.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 13.1 y 13.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 12.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

14. PERIODO TRANSITORIO

1. Hasta el 30 de septiembre de 2008 los desvíos de las unidades de régimen especial de Sujetos de Liquidación representados en nombre ajeno y por cuenta ajena se sumarán en el desvío d de su sujeto representante calculado según el apartado 12.5.

2. Hasta la fecha que sean de aplicación los puntos 1 y 7 de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a las instalaciones conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y a efectos de lo indicado en el segundo párrafo de los apartados 4.3, 5.3, 7.3 y 12.8 y en el tercer párrafo del apartado 8.1 sobre asignación de costes/excedentes, será de aplicación lo indicado en el párrafo siguiente:

En el caso de unidades de adquisición de distribución, en el cálculo del consumo medido elevado a barras de central, Mb C, se descontará el consumo cubierto con la producción de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

3. Hasta la fecha que sean de aplicación los puntos 1 y 7 de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a las instalaciones conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el valor MPF_{ud} del apartado 12.2.1.1 queda definido del siguiente modo:

MPF_{ud} Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en todos los puntos frontera de la unidad del distribuidor, ud excluidos los puntos frontera de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

4. Hasta la fecha que sea de aplicación la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, las instalaciones que hayan elegido la opción a) o b) del artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, se considerarán, a efectos de este procedimiento, de igual manera que las instalaciones que hayan elegido, respectivamente, la opción a) o b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

P.O. 14.6 LIQUIDACIÓN DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES NO REALIZADOS POR SUJETOS DEL MERCADO

1. OBJETO

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

- Desvíos de regulación entre sistemas.
- Intercambios de apoyo entre sistemas.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema.

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

- 15539** *CORRECCIÓN de errores de la Resolución de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».*

Advertido error en el texto de la Resolución de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia», publicada en el Boletín Oficial del Estado n.º 184, de 31 de julio de 2008, se procede a efectuar la oportuna modificación.

En la página 32975, en el apartado 11, párrafo tercero, cuarta línea, donde dice: «instalaciones en la unidad por titular sea mayor o igual a 10 MW ...», debe decir: «instalaciones en la unidad por titular sea mayor o igual a 0,1 MW ...».

MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN

- 15540** *RESOLUCIÓN de 24 de septiembre de 2008, de la Secretaría de Estado de Universidades, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de agosto de 2008, por el que se establece el carácter oficial de determinados títulos de Grado y su inscripción en el Registro de Universidades, Centros y Títulos.*

El Consejo de Ministros, en su reunión de 29 de agosto de 2008, ha adoptado el Acuerdo por el que se establece el carácter oficial de determinados títulos de Grado y su inscripción en el Registro de Universidades, Centros y Títulos.

El Real Decreto 1393/2007, de 29 de octubre, por el que se establece la ordenación de las enseñanzas universitarias oficiales, dispone, en su artículo 26, que los Acuerdos

de Consejo de Ministros por los que se establezca el carácter oficial de los títulos universitarios serán publicados en el «Boletín Oficial del Estado».

En cumplimiento del citado precepto, esta Secretaría de Estado de Universidades ha resuelto disponer la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» del citado Acuerdo, como anexo a la presente Resolución.

Madrid, 24 de septiembre de 2008.—El Secretario de Estado de Universidades, Márius Rubiralta i Alcañiz.

ANEXO

Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se establece el carácter oficial de determinados títulos de Grado y su inscripción en el Registro de Universidades, Centros y Títulos

De acuerdo con las previsiones del apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 1393/2007, de 29 de octubre, por el que se establece la ordenación de las enseñanzas universitarias oficiales, las enseñanzas universitarias oficiales se concretarán en planes de estudios que serán elaborados por las universidades. Dichos planes de estudios habrán de ser verificados por el Consejo de Universidades y autorizados en su implantación por las correspondientes Comunidades Autónomas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 35.2 de la Ley Orgánica 6/2001, de Universidades, modificada por la Ley Orgánica 4/2007, de 12 de abril. Los correspondientes títulos deberán ser inscritos en el RUCT y acreditados conforme a lo establecido en el citado real decreto.

En atención a lo anterior, las universidades, han elaborado los planes de estudios de las enseñanzas que conducirán a la obtención de diversos títulos de Grado con arreglo a lo dispuesto en la citada norma. Estos planes de estudios han obtenido resolución de verificación positiva del Consejo de Universidades conforme a lo dispuesto en el artículo 24 de la misma, y autorización de las respectivas Comunidades Autónomas en su implantación.

Acreditadas tanto las verificaciones positivas de los planes de estudios por el Consejo de Universidades como las autorizaciones de las distintas Comunidades Autónomas, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 26 del referido real decreto, procede elevar a Consejo de Ministros el Acuerdo de establecimiento del carácter oficial de los títulos y su inscripción en el Registro de Universidades, Centros y Títulos (RUCT).

En su virtud, a propuesta de la Ministra de Ciencia e Innovación, el Consejo de Ministros, en su reunión del día 29 de agosto de 2008, acuerda:

Primero. *Establecimiento del carácter oficial de los títulos.*—De conformidad con lo establecido en el apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 1393/2007, de 29 de octubre, por el que se establece la ordenación de las enseñanzas universitarias oficiales, se declara el carácter ofi-