



# **Modificaciones propuestas al P.O 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema” para la implantación del nuevo mercado intradiario y otras modificaciones**

Dirección General de Operación

Mayo de 2018



# **Modificaciones requeridas por la implantación del nuevo mercado intradiario**

1. Se eliminan las referencias a las restricciones del mercado intradiario.

Este cambio afecta a los apartados:

- **1.Objeto** , el punto a que queda redactado como sigue:

a. *La resolución de restricciones técnicas ~~del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real~~ establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.*

- Se elimina el apartado **6. Restricciones técnicas del mercado intradiario**.
- Se modifica el apartado **15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF**, en el que se elimina el término NS, de la fórmula de cálculo de la obligación de pago

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

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.~~

- Se elimina el apartado **16.1 Restricciones técnicas en el mercado intradiario** relativo a la liquidación de las unidades del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear.
- Se modifica el apartado **16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHF** que queda redactado como sigue:

### **16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHFmercado intradiario**

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

*Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.*

2. Se sustituye la referencia a PHF por PHFC, por coherencia con la modificación del P.O 3.1 Programación de la generación.

Este cambio afecta a los apartados **4.1.1.2** de aplicación de la oferta compleja en restricciones técnicas del PDBF, **4.1.4** de liquidación de los

incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1 de restricciones técnicas del PDBF y 7.1.2.2 de aplicación de la oferta compleja en restricciones técnicas en tiempo real.

3. Se modifica la definición de  $IMDCBM_{lu}$  del apartado **4.1.1.2 Oferta compleja** que queda como sigue :

$IMDCBM_{lu}$  = 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 de las sesiones del mercado intradiario, y de la fase 2 de restricciones del PDBF y de las restricciones del mercado intradiario.~~

La energía del mercado intradiario se valorará al precio marginal del mercado diario.

4. Se modifica el apartado **4.2 Reequilibrio generación-demanda** quedando eliminados los párrafos siguientes:

~~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 PB~~

~~F, no dará lugar a liquidación económica alguna.~~

5. Se modifica la definición de  $PM_{lu}$  del apartado **7.1.2.2 Oferta compleja** que queda como sigue :

$PM_{lu}$  = Precio medio de la energía del programa horario final de la unidad  $u$  en la hora obtenido por su participación en el mercado intradiario. La energía negociada en el mercado intradiario se valorará al precio marginal del mercado diario.

6. Se eliminan las referencias a «en la sesión s» del procedimiento de resolución de desvíos.

Este cambio afecta al apartado 9.Gestión de Desvíos

## 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  $u$  ~~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.

7. En el apartado 14.2 Medida en barras de central se modifica el punto e que queda redactado como sigue:

e. La medida de las unidades de programación ~~genéricas~~ no incluidas en los apartados anteriores es cero.

8. Se modifica el último punto del apartado 14.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos, que queda redactado como sigue

- El desvío d ~~de cada sujeto por las cada~~ unidades de programación ~~genéricas~~ habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será ~~la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será~~ el calculado en el apartado 14.4.2 considerando el valor de medida igual a cero.

9. Se añade un nuevo apartado **14.9 Desvío por descuadre en los programas comunicados por el operador del mercado**

14.9 Desvíos por descuadre en los programas comunicados por el operador del mercado. La energía de descuadre en los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas se valorará al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente del descuadre.

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

DCDESC = ENEDESCI x PDESVS, si el descuadre es en sentido importador

OPDESC = ENEDESCI x PDESVB, si el descuadre es en sentido exportador

**Modificaciones al P.O.14.4  
para mejora en la  
liquidación de arranques  
de turbinas de gas  
adicionales en ciclos  
combinados multieje**



1. Se modifica la formulación en los puntos **4.1.1.1 Oferta simple** y **4.1.1.2 Oferta compleja** del apartado **4.1.1 Restricciones técnicas del P<sub>D</sub>BF a subir en fase 1 a unidades de venta** para que el coste de arranque de turbinas adicionales en ciclos combinados multiteje se repercuta sólo en las horas en las que ha sido necesario el arranque adicional.

El apartado 4.1.1 completo queda redactado como sigue. Se incluye el cambio indicado en el apartado de intradiario continuo de que se sustituyen las referencias al PHF por PHFC.

#### **“4.1.1 Restricciones técnicas del P<sub>D</sub>BF 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 P<sub>D</sub>BF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

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

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

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

##### **4.1.1.2 Oferta compleja**

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del P<sub>D</sub>BF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

$POPVPVDIA_u$  = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}(IMPPVP_u, IMPPHF_{\underline{C}u}) / \sum h ERPVPVOC_{u,h}$$

DCACCCU = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje, donde:

$$\underline{DCACCCU} = \underline{NACCCu} \times \underline{PACHu}$$

Siendo  $IMPPVP_u$  e  $IMPPHF_{\underline{C}u}$  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  $PHF_{\underline{C}}$  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  $P_{\underline{D}BF}$  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  $P_{\underline{D}BF}$  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  $P_{\underline{D}BF}$ , hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en  $P_{\underline{D}BF}$  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  $P_{\underline{D}BF}$  más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHF_{\underline{C}u} = NAF_{u,phf_{\underline{C}}} \times PAF_u + NAC_{u,phf_{\underline{C}}} \times PAC_u + NHR_{u,phf_{\underline{C}}} \times PHC_u + PHF_{\underline{C}u,phf_{\underline{C}}} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde :

$NAF_{u,phf_{\underline{C}}}$  = Número de arranques diarios en frío programados en  $PHF_{\underline{C}}$

$PAF_u$  = 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
$PHCu$	= Precio por hora en la oferta compleja
$PHFC_{u,phfc}$	= Energía diaria del PHFC en el día
$PECu$	= 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 de las sesiones del mercado intradiario, y de la fase 2 de restricciones técnicas del PDBF y de las restricciones del mercado intradiario.

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.

2. Se modifica el apartado **4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1** añadiendo la condición de comprobación para cada turbina en el caso de ciclos combinados multiejes quedando redactado como sigue.

Se incluye el cambio indicado en el apartado de intradiario continuo de que se sustituyen las referencias al PHF por PHFC.

#### **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.

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 o en su defecto la estimación de la misma.

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 o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

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

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

donde:

$\text{EINCPVP}_u$  = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$\text{PMEDPVPS}_u$  = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u.

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

$$\text{MEDRTR} = \text{MAX}(\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{MIN} [ \text{PVP} - (\text{PHF} + \text{TG}), - \text{RTR} ] \quad \text{si } \text{RTR} < 0 \text{ y}$$

$$\text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$\text{MEDRTR}$ : 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

$\text{MBC}$ : medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2

TG: suma de energía de regulación terciaria , gestión de desvíos y restricciones en tiempo real

RTR : suma de energía de restricciones en tiempo real

3. Se modifica la formulación en los puntos **7.1.2.1 Oferta simple** y **7.1.2.2 Oferta compleja** del apartado **7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF** para que el coste de arranque de turbinas de gas adicionales en ciclos combinados multieje se repercuta solo en las horas en las que ha sido necesario el arranque adicional.

El apartado 7.1.2 completo queda redactado como sigue incluyendo el cambio indicado en el apartado de intradiario continuo de que se sustituyen las referencias al PHF por PHFC.

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

#### **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:

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

donde:

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

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

#### **7.1.2.2 Oferta compleja**

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:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCELTROC_u + DCACCOC_u$$

Donde:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$$

$$DCELTROC_u = \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHFC_u) \times (POCHORA_u - PMI_u)$$

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PACH_u$$

Si el importe de  $DCELTROC_u$  es negativo se anotará obligación de pago.

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

$ELTROCS_u$  = Energía limitada en la hora a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$PHFC_u$  = Energía del último programa horario final de la unidad  $u$ .

$PMI_u$  = Precio medio de la energía del programa horario final de la unidad  $u$  en la hora obtenido por su participación en el mercado intradiario. La energía negociada en el mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.

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

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HLIM \times PHC_u + PEC_u \times ENELIM) / ENELIM$$

$NAF_u$  = 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.

$HLIM$  = Horas con energía limitada a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$PHC_u$  = Precio por hora en la oferta compleja.

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

$ENELIM$  = Energía con limitación a bajar por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

$$ENELIM = ERTROCS_u + \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHFC_u)$$

El operador del sistema publicará el precio horario medio de liquidación de la energía limitada por restricciones en tiempo real con oferta compleja del conjunto de

*productores y el coeficiente diario resultante de dividir la energía total producida en el día entre la energía total limitada.*

4. Se añade la condición de comprobación para cada turbina en el caso de ciclos combinados multiejes insertando un párrafo nuevo en el apartado 7.1.4 de incumplimientos de arranques o de asignaciones en tiempo real a subir que queda redactado como sigue:

***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.*

*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 o en su defecto la estimación de la misma.*

*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.*

## **Otras modificaciones al P.O.14.4**



1. Se modifica en el apartado **7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo**, la fórmula de la obligación de pago eliminando la energía  $ERTRTB_{u,b}$ , para su adaptación al cambio del procedimiento 3.2 que ya no contempla esa posibilidad, quedando como sigue:

$$OPERTRB_{ucb} = 0,7 \times (\text{ERTRTB}_{u,b} + ERTROSB_{u,b} + ERTRMERB_u) \times PMD$$

2. Se añade un nuevo apartado **18. Consolidación de importes horarios de repartos a las unidades de adquisición**:

**18. Consolidación de importes horarios de reparto a las unidades de adquisición.**

*El operador del sistema podrá realizar a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por el importe total de los derechos de cobro y obligaciones de pago de reparto proporcional según consumo medido de los saldos horarios establecidos en los apartados 4.3, 5.3, 5.4.3, 7.3, 8.1, 8.2, 14.6 y 14.8.*

*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.*

*El cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los sujetos con una antelación mínima de tres meses antes de la fecha de implantación.*