

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

- 1794** *Resolución de 16 de febrero de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2012, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, regula el citado mecanismo y define las centrales que quedan obligadas a participar en el mismo como unidades vendedoras, así como la metodología de cálculo del precio de retribución de la energía y la manera de fijar los volúmenes máximos de producción anuales que pueden ser programados en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

El punto 1 del anexo II del citado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, determina:

«La Secretaría de Estado de Energía podrá fijar por resolución las distintas actuaciones que deberá llevar a cabo la Comisión Nacional de Energía para determinar el coste real de los parámetros fijados en el apartado 3.2.

Antes del 15 de julio los titulares de las centrales deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía la auditoría de cuentas con los requisitos exigidos en el párrafo anterior. La Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con la auditoría y la metodología que se establece en el apartado 3.2, efectuará el cálculo de los costes reales correspondiente al volumen de energía eléctrica producida por la central, y lo comunicará al operador del sistema quien liquidará el exceso o defecto de retribución por este concepto a cada central.»

Para el año 2012, las siguientes resoluciones fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro:

Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, relativo a las cantidades de carbón autóctono a consumir en 2012, Resolución de 30 de marzo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el segundo trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, Resolución de 4 de octubre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el tercer trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y, por último, la Resolución de 28 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fija el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el cuarto trimestre del año 2012 y se regularizan las cantidades de carbón a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro durante el año 2012.

En las mismas se establece que los parámetros contenidos en dichas resoluciones serán revisados por la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien determinará el coste real de aquellos parámetros fijados en sus anexos que requieran de los datos de la auditoría de las centrales.

Asimismo, se contempla que la Secretaría de Estado de Energía establecerá, entre otros, el procedimiento de cálculo de la liquidación definitiva de la energía producida por dichas centrales bajo el amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

Por su parte, el artículo 11 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, es relativo a la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro. En él se determina que, con carácter excepcional para el año 2012, el volumen máximo previsto para dicho año en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, regulado en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, se reducirá en un 10 por ciento.

En la presente resolución se da cumplimiento a lo previsto en la normativa citada, de forma que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2012, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

La presente resolución ha sido sometida a trámite de audiencia mediante su envío a los interesados como titulares de las instalaciones sometidas al Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, así como a Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se han recibido alegaciones de las empresas titulares de las instalaciones y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En su virtud, resuelvo:

Primero. *Objeto.*

La presente resolución tiene por objeto establecer el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2012, correspondiente al periodo de efectiva programación de las instalaciones en aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Segundo. *Cálculo de los costes reales correspondientes a la aplicación en el año 2012 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.*

1. El cálculo de los costes reales correspondientes a la aplicación en el año 2012 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, será realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de acuerdo con lo previsto en el citado real decreto y aplicando lo dispuesto en el anexo I de la presente resolución, así como los valores que se especifican en el anexo II de esta resolución.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará los costes unitarios reales en el año 2012 de cada una de las centrales sometidas al procedimiento de restricciones por garantía de suministro. Una vez realizado este cálculo, dicha Comisión realizará el trámite de audiencia de los valores obtenidos y procederá posteriormente a la aprobación de los costes unitarios reales definitivos.

Para el cálculo de dichos costes la citada Comisión tomará como referencia los valores previstos en las siguientes resoluciones, procediendo a su revisión:

– Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, relativo a las cantidades de carbón autóctono a consumir en 2012;

– Resolución de 30 de marzo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el segundo trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro;

– Resolución de 4 de octubre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el tercer trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, y

– Resolución de 28 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fija el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el cuarto trimestre del año 2012 y se regularizan las cantidades de carbón a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro durante el año 2012.

3. Una vez aprobados los costes reales definitivos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ésta los comunicará al operador del sistema, quien los tendrá en cuenta para realizar la regularización definitiva de acuerdo con lo previsto en el Procedimiento de Operación P.O. 14.5 «Saldos de las liquidaciones del operador del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997», aprobado por Resolución de 27 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía.

4. En la siguiente liquidación que se efectúe una vez realizada por el operador del sistema la liquidación definitiva prevista en el apartado 8 del Procedimiento de Operación P.O. 14.5 «Saldos de las liquidaciones del operador del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997» y, en todo caso, en la liquidación de cierre del ejercicio 2015, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como órgano encargado de las liquidaciones, procederá a incorporar las cuantías que resulten.

5. Dicha Comisión deberá enviar a la Secretaría de Estado de Energía:

a) La información sobre los costes reales definitivos correspondientes a 2012 comunicados al operador del sistema y sobre la liquidación que realice a cada instalación con el siguiente detalle:

– Desglose de los diferentes conceptos definidos para el cálculo del coste real.

– Tabla con la cuantía total anual, expresada en euros, que corresponde a los costes reales definitivos de 2012 con cargo a los pagos por capacidad, incluyendo el desglose de las cuantías de cada una de las empresas e instalaciones.

b) Además de lo anterior, las cuantías efectiva y realmente abonadas por los titulares de cada una de las instalaciones a los diferentes productores de carbón autóctono que les hayan suministrado correspondientes al año 2012, expresadas en euros y desglosadas por empresa e instalación.

6. La producción de energía eléctrica que no sea objeto de una retribución regulada en la liquidación definitiva del año 2012 al amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, de acuerdo con los apartados anteriores y lo previsto en la presente resolución, será valorada aplicando el precio del mercado diario de producción.

Tercero. *Información de la liquidación definitiva correspondiente a la aplicación en el año 2011 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de quince días a partir de la publicación de la presente

resolución, la información correspondiente a la liquidación definitiva realizada para el año 2011, en aplicación de la Resolución de 3 de julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011, correspondiente a la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, de acuerdo con lo siguiente:

a) Tabla que recoja la información sobre la liquidación definitiva realizada para el año 2011 y que refleje la cuantía total anual, expresada en euros, que corresponde a los costes reales definitivos de 2011 con cargo a los pagos por capacidad, incluyendo el desglose de las cuantías de cada una de las empresas e instalaciones.

b) Además de lo anterior, las cuantías efectiva y realmente abonadas por los titulares de cada una de las instalaciones a los diferentes productores de carbón autóctono que les hayan suministrado correspondientes al año 2011, expresadas en euros y desglosadas por empresa e instalación.

#### Cuarto. *Publicación.*

La presente resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

#### Quinto. *Efectos.*

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

Madrid, 16 de febrero de 2016.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

### ANEXO I

#### **Criterios para realizar el cálculo de los costes reales correspondientes al año 2012 en aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero**

1. Para cada grupo generador *i* de aquellas centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro que se establecen en el anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, la retribución regulada (RR<sub>*i*</sub>) se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$RR_i = CG_i * EPRI (\text{€})$$

Donde:

RR<sub>*i*</sub>: retribución regulada, expresada en euros, correspondiente al grupo *i* en el año 2012.

EPRI: es la fracción de la energía neta anual generada por el grupo *i*, expresada en MWh, que será objeto de una retribución regulada en la liquidación definitiva del año 2012 al amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, correspondiente a la producción en el periodo transcurrido desde el inicio de la efectiva programación de las instalaciones en aplicación del procedimiento regulado en el citado real decreto hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual establecido. A estos efectos, únicamente podrá tomarse en consideración la fracción de la energía neta anual que efectivamente haya sido producida con consumo del carbón autóctono cuya adquisición venía impuesta por las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía que fijan para 2012 las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro citadas en el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución o, en su caso, con aplicación de los stock en central en dichas resoluciones autorizados.

CGi: es el coste unitario de generación, expresado en €/MWh, que se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$CGi = CFi + CVi \text{ (€/MWh)}$$

Siendo:

CFi: Coste fijo unitario, expresado en €/MWh.

CVi: Coste variable unitario, expresado en €/MWh.

Los términos CFi y CVi se calcularán según se establece en los siguientes apartados de este anexo.

2. El coste fijo unitario CFi, expresado en €/MWh, se calculará considerando, para cada grupo i, la relación entre el coste fijo anual y la producción de energía eléctrica en el año 2012, de acuerdo con lo siguiente:

$$CFi = CFAi / EPCi$$

Donde:

CFAi es el coste fijo anual del grupo i en el año 2012, expresado en euros, que se calculará de acuerdo con el apartado 3 de este anexo.

EPCi es la energía neta producida por el grupo i en el periodo desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual. En el cómputo de esta producción no se tendrán en cuenta los períodos horarios con producción negativa correspondiente a paradas.

3. El coste fijo anual CFAi, expresado en euros, se calculará como la suma del coste fijo de operación y mantenimiento anual CFOMAi y un coste de inversión anualizado CITi:

$$CFAi = CFOMAi + CITi \text{ (€)}$$

Donde:

CFOMAi: Coste fijo de operación y mantenimiento anual, expresado en euros, que se obtendrá como:

$$CFOMAi = CFOMi * Pi \text{ (€)}$$

Siendo:

Pi: Potencia neta de cada grupo i, expresada en MW, calculada a partir de la potencia que figura en la inscripción en el correspondiente registro administrativo de instalaciones de producción.

CFOMi: Coste fijo de operación y mantenimiento unitario, expresado en €/MW. Este coste tomará el valor previsto en el anexo II de la presente resolución.

CITi: Coste de inversión anualizado, expresado en euros, que se obtendrá como:

$$CITi = Ai + Ri - Cpi \text{ (€)}$$

Siendo:

Ai: Término de amortización anual Ain, expresado en euros, que se determinará teniendo en cuenta la información de las auditorías de las centrales participantes en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, según lo establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y su normativa de desarrollo.

CPI: Término de pagos por capacidad efectivamente liquidados por el operador del sistema correspondientes al año 2012.

Ri: Término de retribución financiera, expresado en euros. Este término para cada grupo i se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

$$R_i = VN_{li} * Tr (\text{€})$$

Donde:

Tr: tasa financiera de retribución a aplicar en 2012, expresada en tanto por uno, y calculada según lo previsto en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

VN<sub>li</sub>: Valor neto de la inversión, expresado en euros, del grupo i pendiente de amortizar a 31 de diciembre del año 2011. Este valor contable será el resultante de la información de las auditorías de las centrales participantes en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, conforme a lo establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

4. El coste variable unitario CV<sub>i</sub>, expresado en €/MWh, se calculará según la siguiente expresión:

$$CV_i = CC_i + Cfk + CVOM_i + CO2_i + PEAJ_{Ei} (\text{€/MWh})$$

Donde:

CC<sub>i</sub>: Coste variable unitario asociado al consumo de combustible, expresado en €/MWh, calculado de acuerdo con el presente anexo.

Cfk: Coste variable unitario asociado a mermas de combustible, expresado en €/MWh, que será el fijado en el anexo II de la presente resolución.

CVOM<sub>i</sub>: Coste variable unitario de operación y mantenimiento, expresado en €/MWh, obtenido según el presente anexo.

CO2<sub>i</sub>: Coste variable unitario asociado a las emisiones de CO2, expresado en €/MWh, determinado considerando lo dispuesto en el presente anexo

PEAJ<sub>Ei</sub>: Coste variable unitario correspondiente al peaje de la actividad de generación, expresado en €/MWh.

5. El coste variable unitario asociado al consumo de combustible CC<sub>i</sub>, expresado en €/MWh, se calculará para cada grupo i de la central k conforme a la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} CC_i = & FCA_i * ConsEspi * PRC_{Ak} / PCS_k + \\ & + FIMP_i * ConsEspi * (P\_IMP_k + PRL_k) / PCS\_IMP_k + \\ & + FCOQ_i * ConsEspi * (P\_COQ_k + PRL_k) / PCS\_COQ_k + \\ & + FGN_i * ConsEspi * P\_GN_k + \\ & + FAUX_i * ConsEspi * P\_AUX_k / PCS\_AUX_k (\text{€/MWh}) \end{aligned}$$

Donde se definen los siguientes términos:

FCA<sub>i</sub> \* ConsEspi \* PRC<sub>Ak</sub> / PCS<sub>k</sub>: Coste variable unitario asociado al consumo de carbón autóctono (combustible principal).

FIMP<sub>i</sub> \* ConsEspi \* (P<sub>IMPk</sub> + PRL<sub>k</sub>) / PCS<sub>IMPk</sub>: Coste variable unitario asociado al consumo de carbón de importación.

FCOQ<sub>i</sub> \* ConsEspi \* (P<sub>COQk</sub> + PRL<sub>k</sub>) / PCS<sub>COQk</sub>: Coste unitario asociado al coque (combustible principal en el caso de la central de gasificación integrada o sustitutivo del carbón de importación en el resto de centrales).

FGN<sub>i</sub> \* ConsEspi \* P<sub>GNk</sub>: Coste variable unitario asociado al gas natural utilizado en la central de gasificación integrada.

FAUX<sub>i</sub> \* ConsEspi \* P<sub>AUXk</sub> / PCS<sub>AUXk</sub>: Coste variable unitario asociado al consumo de combustibles auxiliares.

En el cálculo de los términos anteriores utilizados para el cálculo de CC<sub>i</sub> se tendrá en cuenta lo siguiente:

– PRC<sub>Ak</sub> es el precio de adquisición del carbón autóctono para cada central k, expresado en €/tonelada, fijado en el anexo II de la presente resolución.

– El poder calorífico superior del carbón autóctono (PCSk) y de los combustibles auxiliares (PCS\_AUXk), expresados en te PCS/t, se calcularán como media ponderada por toneladas del poder calorífico superior de las compras anuales.

El término PCSkn será el fijado en el anexo II de la presente resolución.

El poder calorífico superior del carbón de importación (PCS\_IMPk) y del coque sustitutivo (PCS\_COQk), expresado en te PCS/t, se calcularán como media ponderada por toneladas del poder calorífico superior de los consumos.

En el caso particular de la central de gasificación integrada, el sumando correspondiente al coque incluirá el componente PCS\_COQk calculado como media ponderada por toneladas del poder calorífico superior de las compras anuales.

– P\_IMPk, expresado en €/tonelada, es el precio de la tonelada de carbón de importación obtenido de acuerdo con lo siguiente:

$$P\_IMPk = PREC\_API2 / C\$/\text{€n} * PCI\_IMPi / PCI\_IMP\_REF (\text{€/t})$$

Siendo:

PREC\_API2 es el precio API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus International previsto en las resoluciones de la Secretaria de Estado de Energía que fijan para 2012 las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro citadas en el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución, expresado en \$/tonelada.

C\$/€n es el cambio \$/€ establecido en las citadas resoluciones.

PCI\_IMPi / PCI\_IMP\_REF: Coeficiente de calidad en el que PCI\_IMPi es la media ponderada por toneladas del poder calorífico inferior de los consumos anuales de carbón de importación, y PCI\_IMP\_REF es el poder calorífico inferior correspondiente a la referencia API 2 (6.000 te PCI/t), ambos expresados en te PCI/tonelada.

– P\_COQk, expresado en €/tonelada, es el precio de la tonelada de coque sustitutivo de carbón de importación obtenido de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P\_COQk = PREC\_API2 / C\$/\text{€} * PCS\_COQi / PCS\_COQ\_REF (\text{€/t})$$

Siendo:

PREC\_API2: Referencia API 2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus International, previsto en las resoluciones de la Secretaria de Estado de Energía que fijan para 2012 las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro citadas en el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución, expresado en \$/tonelada.

C\$/€ es el cambio \$/€ establecido en las citadas resoluciones.

PCS\_COQi / PCS\_COQ\_REF: Coeficiente de calidad en el que PCS\_COQi es la media ponderada por toneladas del poder calorífico superior de los consumos anuales de coque, y PCS\_COQ\_REF el poder calorífico superior de referencia.

En el caso particular de la central de gasificación integrada, PCOQk se corresponderá con el precio medio ponderado de las compras anuales de coque puesto en central.

– P\_GNk es el precio medio ponderado de las compras anuales (€/MWh\_PCS) de gas natural destinadas a la generación eléctrica en la central de gasificación integrada.

– P\_AUXk es el precio medio ponderado de las compras anuales (€/t) de combustibles auxiliares.

– El precio logístico unitario de la central k PRLk, expresado en €/tonelada, se determina de la siguiente forma:

$$PRLk = TF + [TV * PRECGDEF / PRECGPROV]*DISTk (\text{€/t})$$

Donde:

TF (€/t) es el término fijo logístico.

TV (€/t km) es el coeficiente del término variable logístico.

DIST<sub>k</sub> es la distancia en kilómetros entre puerto y central k.

PRECGDEF (c€/litro) es el precio definitivo del valor medio del gasóleo de automoción durante el periodo de aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro. Su revisión se realizará de acuerdo con lo previsto en las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía que fijan para 2012 las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro citadas en el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución.

PRECGPROV (c€/litro) es el precio provisional, establecido en las correspondientes resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía para 2012, del valor medio del gasóleo de automoción durante el periodo de aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

En el caso particular de la central de gasificación integrada, PRL<sub>k</sub> tomará un valor nulo.

– El tanto por uno de carbón autóctono FCA<sub>i</sub> en términos de energía (termias), fijado en las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía que fijan para 2012 las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro citadas en el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución, se volverá a calcular de acuerdo con el siguiente cociente:

$$FCA_i = (CONS\_CA_i * PCS_i) / [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] \text{ (tanto por uno)}$$

– El tanto por uno de combustible de importación FIMP<sub>i</sub> en términos de energía (termias), se calculará de acuerdo con el siguiente cociente:

$$FIMP_i = [CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i] / [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] \text{ (tanto por uno)}$$

– El tanto por uno de combustible de coque FCOQ<sub>i</sub> en términos de energía (termias), se calculará de acuerdo con el siguiente cociente:

$$FCOQ_i = CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i / [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] \text{ (tanto por uno)}$$

– El tanto por uno de gas natural FGN<sub>i</sub> en términos de energía (termias), se calculará de acuerdo con el siguiente cociente:

$$FGN_i = (CONS\_GN_i * PCS\_GN_i) / [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] \text{ (tanto por uno)}$$

– El tanto por uno de combustible auxiliar FAUX<sub>i</sub> en términos de energía (termias), se calculará de acuerdo con el siguiente cociente:

$$FAUX_i = (CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i) / [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] \text{ (tanto por uno)}$$

– El consumo específico ConsEspi, expresado en te PCS / MWh, se valorará como cociente de las termias en PCS de entrada entre la energía producida hasta el cumplimiento del volumen máximo anual EPC<sub>i</sub>.

$$ConsEspi = [CONS\_CA_i * PCS_i + CONS\_IMP_i * PCS\_IMP_i + CONS\_COQ_i * PCS\_COQ_i + CONS\_GN_i * PCS\_GN_i + CONS\_AUX_i * PCS\_AUX_i] / EPC_i \text{ (te PCS / MWh)}$$

Donde:

CONS\_CAI (t) es el consumo de carbón autóctono del grupo i desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual.

CONS\_IMPi (t) es el consumo de carbón de importación del grupo i desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual.

CONS\_COQi (t) es consumo de coque sustitutivo del carbón de importación del grupo i desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual.

CONS\_AUXi (t o kl) es el consumo de combustible auxiliar del grupo i desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual. Se determinará teniendo en cuenta las cantidades que resulten justificadas de acuerdo con el régimen de funcionamiento de la central y los consumos históricos en situaciones comparables.

CONS\_GNi (m<sup>3</sup>) es el consumo de gas natural del grupo i desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual.

Los poderes caloríficos superiores del carbón autóctono (PCSi), del carbón de importación (PCS\_IMP'i), del coque (PCS\_COQ'i), del gas natural (PCS\_GNi) y de los combustibles auxiliares (PCS\_AUXi), expresados en te PCS/t, o te PCS/kl, se calcularán como media ponderada por toneladas o, en su caso, kilolitros, del poder calorífico superior de los consumos desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012 o, en su caso, la fecha en que se hubiera alcanzado el volumen máximo anual. En el caso de que no se disponga de la medida de entrada directa en caldera de PCS\_AUXi, se considerará la medida del tanque que constituye el stock.

6. El coste variable unitario de operación y mantenimiento CVOMi tomará los valores establecidos en el anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

7. El coste asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub> del grupo i de la central k, CO<sub>2</sub>ik, se calculará de acuerdo con el artículo 4 de la Orden ITC/3366/2010, de 29 de diciembre, por la que se establece la metodología de cálculo del coste unitario de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados a las centrales de generación eléctrica obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro a efectos de la liquidación provisional y definitiva de dichas centrales cuando son incluidas en el plan de funcionamiento semanal.

En dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia efectuará el cálculo de los costes reales unitarios de emisión de los derechos de CO<sub>2</sub> asignados gratuitamente para cada grupo i de la central k, CO<sub>2</sub>ik, en función de la energía finalmente producida en la prestación del servicio, aplicando la metodología establecida en el artículo 3 de la orden citada en el párrafo anterior, con los valores de parámetros establecidos en el apartado 1 del artículo 4 de la misma orden.

A efectos de aplicación de dicha orden en el año 2012:

– El valor que tomará el término APGi<sub>k</sub> para la liquidación definitiva en 2012 se corresponderá con el valor de energía EPRI que es objeto de una retribución regulada definitiva al amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, de acuerdo con la definición de dicho término establecida en el presente anexo.

– En la revisión del término FEik, factor de emisión del grupo generador i de la central k, expresado en t de CO<sub>2</sub> por MWh generado, las emisiones reales totales para cada año de cada central sujeto al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro serán las indicadas en los informes de emisiones verificados por una Entidad Acreditada para la verificación de los gases de efecto invernadero y aprobados por el organismo competente de la Comunidad Autónoma correspondiente. En el caso de que no se

dispusiera de dicha información desglosada por grupos, se determinarán las emisiones que corresponden a cada grupo prorrateando las emisiones del año correspondiente publicadas por el RENADE para cada central, según la producción total anual neta del grupo i medida en barras de central, descontando las horas en las que el grupo ha estado en parada.

8. El coste unitario de variable correspondiente al peaje de generación, PEAJEi, será el previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y su normativa de desarrollo.

9. Sin perjuicio del cálculo de costes reales que debe realizar según los criterios descritos en la presente resolución, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, comprobará los siguientes aspectos:

a) Que los consumos específicos reales de los grupos resultan acordes con los establecidos el anexo II de cada una de las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía aprobadas para la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2012 a las que se refiere el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución.

b) Que los porcentajes de mezcla reales de carbón autóctono resultan iguales o superiores a los establecidos en las citadas resoluciones.

Quando los valores resultantes para los parámetros consumos específicos sean superiores a los establecidos en las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía a las que se refiere el punto 2 del apartado segundo de la presente resolución, o los valores correspondientes a los porcentajes de mezcla reales de carbón autóctono sean inferiores a lo previsto en las mismas, se solicitará por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia justificación de este hecho a la empresa titular de la instalación, quien deberá aportar dicha justificación.

## ANEXO II

### Valor de determinados parámetros a efectos del cálculo de los costes reales correspondientes al año 2012 en aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero

Teniendo en cuenta la metodología establecida en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, así como el contenido de las Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía de aplicación al año 2012 y citadas en el punto 2 del apartado segundo de esta resolución, se fijan los siguientes valores a efectos de la realización de la liquidación definitiva para el año 2012:

a) PRCAk: precio de adquisición del carbón autóctono para cada central k, expresado en €/tonelada:

Central	PRCAk (€/t)
Teruel . . . . .	35,32
Compostilla . . . . .	71,02
Narcea 3 . . . . .	77,95
La Robla 2 . . . . .	76,33
Anllares . . . . .	70,41
Soto Ribera 3 . . . . .	74,01
Guardo 2 . . . . .	83,57
Puentenuevo 3 . . . . .	72,14
Escucha . . . . .	53,09
Elcogás . . . . .	52,51

b) PCSk, poder calorífico superior del carbón autóctono expresado en te/t:

Central	PCSk (te/t)
Teruel . . . . .	3.338
Compostilla . . . . .	4.705
Narcea 3 . . . . .	5.138
La Robla 2 . . . . .	5.582
Anllares . . . . .	4.810
Soto Ribera 3 . . . . .	4.919
Guardo 2 . . . . .	4.744
Puentenuevo 3 . . . . .	4.233
Escucha . . . . .	3.998
Elcogás . . . . .	3.617

c) Cfk, coste variable unitario asociado a las mermas de combustible de la central k:

Central	Cfk (€/MWh)
Teruel . . . . .	0,40
Compostilla . . . . .	0,25
Narcea 3 . . . . .	0,15
La Robla 2 . . . . .	0,43
Anllares . . . . .	0,46
Soto Ribera 3 . . . . .	0,20
Guardo 2 . . . . .	0,30
Puentenuevo 3 . . . . .	0,59
Escucha . . . . .	0,01
Elcogás . . . . .	0,29

d) CFOMi, Coste unitario de operación y mantenimiento fijo:

- Para cada central será de 34.738 €/MW por grupo generador.
- Para la central de gasificación integrada de Elcogás será de 147.373 €/MW.

En caso de que se disponga de planta de desulfuración el término CFOMi se considerarán 5.263 €/MW.

PCS\_COQ\_REF, poder calorífico superior de referencia: 7.950 (te PCS/t).