

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

- 3158** *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 Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dispone en su artículo 25 que el Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.

Por otra parte, el mercado de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, constituye una pieza básica en el esquema regulador del sector eléctrico introducido por la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, una de cuyas metas es conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas.

La garantía del suministro a los consumidores eléctricos pone de manifiesto la importancia de mantener abierta la opción de los combustibles de origen autóctono. A este respecto, la generación térmica con centrales que utilizan carbón como combustible además, aportan normalmente, salvo indisponibilidades puntuales sobrevenidas, un grado de fiabilidad adecuado para garantizar la correcta operación del sistema y el suministro eléctrico, al tratarse de una producción gestionable y proveedora de servicios de ajuste del sistema.

A ello hay que añadir el carácter estratégico de la producción con carbón autóctono. En este sentido, dado que las centrales que utilizan carbón autóctono proveen este servicio y que el carbón autóctono puede ser utilizado hasta un máximo del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada en cómputo anual, se hace necesario el uso del mismo, en unas cantidades no mayores a las previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras», para evitar que el parque generador de las centrales de carbón desaparezcan en el corto plazo, perdiéndose así un soporte estratégico importante para llevar a cabo los compromisos adquiridos.

Para alcanzar los objetivos señalados, en el artículo único del real decreto se aprueba el procedimiento de resolución de las restricciones por garantía de suministro que se identifican en el programa diario base de funcionamiento y previamente al proceso de modificación de programas para la resolución de las restricciones técnicas del sistema.

El proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, que figura en el anexo I de este real decreto, consiste en realizar sobre el programa diario base de funcionamiento aquellas modificaciones necesarias para cumplir los referidos criterios de seguridad de suministro, con el menor impacto económico y medioambiental posible, y respetando las limitaciones que sea preciso establecer por seguridad del sistema.

Se establece también la posterior aplicación de un mecanismo para la reducción de los valores programados que resulte precisa, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la realización de las modificaciones necesarias para resolver las restricciones por garantía de suministro, y una vez tenidas ya en cuenta las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una

reducción del programa base de funcionamiento. Este mecanismo de reducción de los programas de producción se aplicará sobre las instalaciones térmicas de producción emisoras de CO<sub>2</sub>, siguiendo un orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> de las distintas instalaciones, y respetando las limitaciones de programa que sea preciso establecer por seguridad del sistema eléctrico.

Para la aplicación de este mecanismo, se ha previsto que la Comisión Nacional de Energía supervise los valores de emisión de cada una de las instalaciones térmicas de producción, comunicados por los sujetos titulares de las mismas, como paso previo a la utilización de estos valores por parte del operador del sistema. Dichos valores de emisión deberán ser coherentes con el contenido de los informes verificados de emisión notificados por el titular en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Se ha previsto igualmente que la Comisión Nacional de Energía pueda solicitar información sobre las ofertas presentadas en el mercado diario por las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, así como por aquellas otras instalaciones térmicas de producción emisoras de CO<sub>2</sub> que pueden participar en el proceso de reducción de programas posterior a la resolución de restricciones por garantía de suministro, a fin de detectar la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia.

Se incluyen asimismo, por un lado, un anexo II donde se definen las centrales que quedan adscritas a este proceso como unidades vendedoras, la metodología de cálculo para establecer la retribución de la energía entregada y los volúmenes máximos anuales de producción que pueden ser programadas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y, por otro, un anexo III donde se regulan los derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro.

Lo anterior determina la necesidad de introducir en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, las modificaciones precisas para distinguir dentro de los servicios de ajuste del sistema el servicio de la resolución de restricciones por garantía de suministro.

El mecanismo regulado en este real decreto tiene carácter transitorio y su puesta en marcha queda vinculada al desarrollo y aprobación de los procedimientos de operación y, en su caso, a lo contenido en el artículo 108.3 del Tratado de Lisboa, que permitan su implantación.

Este real decreto ha sido objeto del informe 29/2009 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo de Administración en su reunión de fecha 16 de noviembre de 2009, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad; así como del informe de la Comisión Nacional de la Competencia, aprobado por su Consejo en su reunión de fecha 25 de noviembre de 2009.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha examinado el presente real decreto en su reunión de 22 de octubre de 2009.

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente. A este respecto cabe señalar que, por el contenido de sus disposiciones, la ley no resulta un instrumento idóneo para su establecimiento y se encuentra justificada su aprobación mediante real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de febrero de 2010,

## DISPONGO:

Artículo único. *Aprobación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. Se aprueba el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, en los términos que establece el anexo I de este real decreto.

2. En el anexo II, se definen las centrales que quedan obligadas a participar en este proceso 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.

Estas centrales presentarán a la Comisión Nacional de Energía una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012 por cada uno de los suministradores, incluido el gestor del almacenamiento estratégico temporal de carbón, según se define en el anexo II. Dicha carta deberá presentarse en el plazo de dos meses a contar desde el día de la entrada en vigor de este real decreto.

3. En el anexo III, se definen los derechos de cobro de aquellas centrales termoeléctricas de generación que vean reducidos sus programas en la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

Disposición adicional única. *Informes sobre los efectos de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto, presentará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en el que se analizará el impacto en el mercado de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, para los diferentes agentes del mercado eléctrico en España afectados, poniendo especial énfasis en los efectos que afecten a la competencia.

2. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio en el plazo de dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto, presentará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para el Cambio Climático, en el que se analizará el impacto en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> como consecuencia de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Disposición transitoria única. *Aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro que se regula en el artículo 1 será de aplicación hasta el 2014, o en fecha anterior que se fije por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio si cesan las circunstancias excepcionales que han motivado este real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

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, en los siguientes términos:

Uno. El artículo 2 queda redactado del siguiente modo:

«Artículo 2. *Definición.*

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.»

Dos. El artículo 12 queda redactado como sigue:

«Artículo 12. *Restricciones por garantía de suministro y técnicas.*

1. A partir del programa diario base de funcionamiento el operador del sistema determinará primero las restricciones por garantía de suministro que se regulen y después las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

A los efectos de este real decreto, se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía del suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

A los efectos del presente real decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

2. Los procedimientos de resolución de restricciones por garantía de suministro y técnicas podrán comportar la retirada de ofertas contempladas en los programas, así como la modificación de los programas, en los términos que se establezcan sobre la base de otras ofertas por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

3. La resolución de las restricciones por garantía de suministro, la resolución de las restricciones técnicas y el resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador del sistema a los sujetos en la forma y plazos establecidos en los procedimientos de operación.»

Tres. El artículo 23 bis queda redactado como a continuación se transcribe:

«Artículo 23 bis. *Liquidación a realizar por el Operador del Sistema.*

El Operador del Sistema liquidará las cuantías a satisfacer o recibir por los sujetos del mercado de producción correspondientes a:

a) Los cobros y pagos derivados de la gestión de los servicios de ajuste del sistema, que incluirá:

- La resolución de restricciones por garantía de suministro.
- La resolución de restricciones técnicas.
- Los servicios complementarios.
- La gestión de los desvíos.

b) Los cobros o pagos por el servicio de pago por capacidad.»

Disposición final tercera. *Desarrollo normativo.*

1. En un plazo máximo de dos meses a partir de la publicación de este real decreto, el Operador del Sistema deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación afectados por lo establecido en este real decreto.

2. Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto, así como para la modificación de sus anexos en función de las necesidades de garantía de suministro del sistema eléctrico.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y será de aplicación a partir de la fecha de entrada en vigor de los procedimientos de operación a que se refiere el apartado tercero punto 1 del anexo I.

Dado en Madrid, el 12 de febrero de 2010.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,  
MIGUEL SEBASTIÁN GASCÓN

## ANEXO I

### Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro

Primero. *Resolución de las restricciones por garantía de suministro al programa diario base de funcionamiento.*—Antes de las 14:00 horas de cada jueves, el operador del sistema establecerá un plan de funcionamiento para la semana eléctrica inmediata siguiente, para las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, comunicando a cada titular de dichas centrales su plan de funcionamiento. Se entenderá por semana eléctrica el periodo comprendido entre las 0:00 horas de cada sábado y las 24:00 horas del viernes inmediato siguiente. Estos planes semanales se elaborarán de forma que el consumo de carbón autóctono anual no supere las cantidades previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras».

Diariamente, y en los mismos plazos establecidos para la comunicación de información previa al mercado diario, el operador del sistema pondrá a disposición de cada sujeto del mercado, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal que sea necesario considerar en razón de la evolución de las previsiones de la demanda o de las entregas de producción de origen renovable, o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones de producción y/o elementos de la red de transporte.

El proceso de resolución de las restricciones por garantía de suministro al programa diario base de funcionamiento se realizará previamente a la modificación de los programas para la resolución de las restricciones técnicas, pero teniendo ya en cuenta, sin embargo, las limitaciones de programa que puedan ser requeridas por razones de seguridad del sistema eléctrico.

En el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para incluir, de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal, en su caso actualizado, y comunicado a los sujetos del mercado, la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que hayan sido determinadas por el Ministro de Industria Turismo y Comercio hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 noviembre, siempre que este límite máximo implique, en el periodo anual correspondiente, el consumo de unas cantidades de carbón autóctono no mayores a las previstas en el mencionado «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras» para ese año.

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y la posterior resolución de las restricciones técnicas, el operador del sistema, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda procederá a aplicar una reducción de los valores programados para compensar aquella energía incorporada para la resolución de las restricciones por garantía de suministro, y que no haya sido ya directamente compensada por las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento.

Segundo. *Unidades que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro en el programa diario base de funcionamiento.*—Para la resolución de restricciones por garantía de suministro se modificarán los programas para incluir la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, participando las centrales habilitadas por el Ministro de Industria Turismo y Comercio, según lo dispuesto en el anexo II.

Tercero. *Modificación de programas para la resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. El operador del sistema determinará, de acuerdo con el plan semanal de funcionamiento para las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, actualizado, en su caso, hasta el día anterior al de suministro, las modificaciones que, cumpliendo con los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación

del sistema, deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento para la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

2. Los aumentos de energía así programados y efectivamente realizados sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos de según la metodología de cálculo establecida en el anexo II para la correspondiente instalación.

Cuarto. *Solución de los desequilibrios entre producción y demanda derivados de la resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. Los incrementos de los programas de generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen de acuerdo con lo establecido en el apartado tercero de este anexo I, que no sean directamente compensados por las modificaciones de programa que sea preciso aplicar para la resolución de las restricciones técnicas identificadas y cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, serán compensados mediante la aplicación del mecanismo específico descrito en los puntos siguientes.

2. En este mecanismo específico de reducción de programas, participarán todas las instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de CO<sub>2</sub>, a excepción de aquellas instalaciones de régimen ordinario que realicen actividades de cogeneración o a las que aplique la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que no estén incluidas en el anexo II y tengan un programa de venta de energía en el programa diario base de funcionamiento correspondiente al día siguiente.

3. La reducción de los programas de estas instalaciones de producción se efectuará teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub> de las distintas instalaciones de producción, con respeto de las limitaciones de programa que sea preciso establecer sobre dichas instalaciones por razones de seguridad del sistema eléctrico.

La Comisión Nacional de Energía supervisará y hará públicos los valores de emisión de CO<sub>2</sub> de cada una de las instalaciones térmicas de producción, comunicados por los sujetos titulares de las mismas, como paso previo a la utilización de estos valores en este proceso. Los valores de emisión comunicados a estos efectos deberán ser coherentes con el contenido de los informes verificados de emisiones que el titular haya notificado en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En caso de que los valores de emisión de CO<sub>2</sub> de las instalaciones para una tecnología estén en un rango inferior al 5 por ciento de desviación con respecto a la media por tecnología se tendrá en cuenta el criterio de minimización del impacto económico en el sistema en la priorización de la reducción de los programas, para lo que se establecerá un proceso de subasta con carácter mensual que garantice la minimización de dicho impacto económico. Dicho proceso de subasta será realizado por la Comisión Nacional de Energía.

4. Las unidades cuyo programa resulte reducido en este proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro, tras la incorporación también de aquellas modificaciones de programa para la resolución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, tendrán asociada una obligación de pago al precio del mercado diario y, siempre que la reducción de programa aplicada en el programa base de funcionamiento se mantenga de forma efectiva, generarán un derecho de cobro que se define en el anexo III.

Posteriormente, estas unidades no podrán ofertar a subir en los mercados intradiarios salvo para mantener sus mínimos técnicos de funcionamiento. El incumplimiento de este requisito será sancionado en los términos que resultan de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Quinto. *Asignación y liquidación de los costes derivados del proceso.*

1. La liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los apartados tercero y cuarto.

2. El saldo de los derechos de cobro establecidos en los apartados tercero y cuarto y de las obligaciones de pago del apartado cuarto será sufragado con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución antes de su liquidación a la Comisión Nacional de Energía. El saldo restante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Sexto. *Supervisión.*—Sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional undécima, punto tercero 1, función undécima, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en relación con el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de la función duodécima de la disposición adicional undécima, podrá solicitar la información que considere necesaria.

Cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia, lo pondrá en conocimiento de la Comisión Nacional de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.

## ANEXO II

### **Centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro como unidades vendedoras, precio de retribución de la energía y volúmenes máximos de producción anuales programados**

1. Las centrales obligadas a participar como unidades vendedoras en el proceso de modificaciones de programa para la resolución de restricciones por garantía de suministro son las que se citan a continuación:

Soto de Ribera 3.  
Narcea 3.  
Anllares.  
La Robla 2.  
Compostilla.  
Teruel.  
Guardo 2.  
Puentenuevo 3.  
Escucha.  
Elcogás.

Los precios de retribución de la energía y el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro serán fijados para cada central anualmente por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Igualmente, la Secretaría de Estado de Energía podrá autorizar trasvases de carbón entre centrales para una mejor gestión del stock acumulado fijando la nueva retribución y volumen máximo de las centrales afectadas.

El incumplimiento de la producción programada en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, conforme establece el anexo I, será sancionado en los términos que resultan de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo que se

derive de indisponibilidades sobrevenidas debidamente justificadas de acuerdo con la normativa vigente.

Si como consecuencia de indisponibilidades sobrevenidas debidamente justificadas, conforme se establece en el apartado anterior, la diferencia entre las cantidades correspondientes al volumen máximo de producción del año y las realmente producidas se tendrá en cuenta para la fijación del volumen máximo de producción durante el periodo de vigencia del mecanismo.

2. Las cantidades de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales a que se refiere el apartado anterior para cumplir los volúmenes máximos de producción que pueden ser programados en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro serán las que se fijen para cada año por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

La Comisión Nacional de Energía supervisará e inspeccionará la correcta utilización del carbón autóctono asociada a las producciones programada en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

3. Metodología de cálculo de los precios de retribución de la energía.

3.1 Los precios de retribución de la energía de las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro corresponderán con el coste unitario de generación del grupo para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro.

Cuando alguna de estas centrales resulte programada en el programa base de funcionamiento y el volumen máximo de producción programado no haya sido alcanzado, la diferencia entre el precio horario resultante en el mercado diario y el coste unitario de generación que se define en el apartado siguiente generará una obligación de pago del titular de la central en el proceso de liquidación de las restricciones por garantía de suministro. La energía producida se tendrá en cuenta a la hora de determinar la energía pendiente para alcanzar el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programada en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

3.2 El coste unitario de generación de los grupos para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro incluirá el coste de combustible puesto en central, el coste financiero del carbón autóctono almacenado, el coste variable de operación y mantenimiento, los costes fijos y el coste de emisión de CO<sub>2</sub>. Estos costes se calcularán para cada central *i* de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CG(i) = CC_i + Cf_i + CVOM_i + CF_i + CO_{2i}$$

Donde:

CC<sub>*i*</sub>: Coste de combustible expresado en Euros/MWh, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$1.000 \times FCA_i \times \left[ PRCA_i \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right] + 1.000 \times (1 - FCA_i) \times \left( \frac{P_p}{C_{\$€}} + PRL_i \right) \times \frac{ConsEsp_i}{PCS'_i}$$

Donde:

FCA<sub>*i*</sub> Es el tanto por uno de carbón autóctono en energía, que será acreditado ante la Comisión Nacional de Energía por los titulares de las instalaciones.

PRCA<sub>*i*</sub> Son los precios de adquisición del carbón autóctono para cada central, expresados en €/t que incorporan las correcciones por motivos de calidad. Estos precios serán calculados a partir de los de 2009 que se incrementarán un 2% anual hasta el año 2012. En el caso del almacenamiento estratégico temporal de carbón (AETC) se considerarán además los costes logísticos y de gestión. Al finalizar cada ejercicio, las centrales que hubieran fijado un precio de adquisición inferior al considerado, liquidarán al operador del sistema el exceso de retribución por este concepto según se establezca por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

ConsEsp<sub>i</sub> es el consumo específico de la central expresado en te PCS/kWh en barras de central. Para cada una de las centrales se tomarán los siguientes:

Central Térmica	Consumo Específico (te de PCS / kWh bc)
Soto de Ribera 3. . . . .	2,597
Narcea 3. . . . .	2,636
Anllares. . . . .	2,748
La Robla 2 . . . . .	2,741
Compostilla. . . . .	2,568
Teruel . . . . .	2,670
Guardo 2. . . . .	2,548
Puentenuevo 3. . . . .	2,668
Escucha . . . . .	3,078
Elcogás. . . . .	2,527

Anualmente, estos parámetros se actualizarán por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

PCS<sub>i</sub> y PCS'<sub>i</sub> son los poderes caloríficos superiores del carbón autóctono y del combustible de referencia de la central i expresados en te PCS/t, donde el primero deberá ser acreditado ante la Comisión Nacional de Energía por la empresa propietaria de cada central.

C<sub>\$€</sub>: Cambio del dólar frente al euro (en \$/€). Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible. Si en alguno de los días del periodo de aplicación de precio, el ratio de conversión del USD/EUR no estuviera disponible, entonces, se utilizaría la tasa de conversión USD/EUR del último día laborable.

P<sub>p</sub> es el precio de referencia de la hulla importada, tal como figura en el anexo III, donde se especifica el procedimiento de cálculo y que será revisado con carácter anual. En el caso de que se utilicen otros combustibles se ponderará su precio en función de los precios internacionales de estos combustibles.

PRL<sub>i</sub> es el precio de referencia de los costes de logística de los combustibles puestos en la central i en €/t. Este término será determinado por la Secretaría de Estado de Energía para cada central basado en precios de mercado.

Cf<sub>i</sub>: Coste financiero unitario, expresado en Euros/MWh. Es el coste del carbón autóctono almacenado superior al stock de seguridad (equivalente a un consumo de 720 horas). Se calculará aplicando el tipo de interés del EURIBOR más 150 puntos básicos a la cantidad de carbón autóctono almacenado superior al stock de seguridad valorado al precio de adquisición del stock existente. Además se consideran como coste unas mermas del 1 % para las hullas y antracitas y del 2 % para el lignito negro. La suma de las cantidades dividida por el volumen máximo de producción programable por garantía de suministro para el año que se calcula dará como resultado el coste financiero unitario.

Al finalizar cada ejercicio, las centrales que hubieran funcionado mayor número de horas que las consideradas correspondiente al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro que se haya fijado para el mismo, liquidarán al operador del sistema el exceso de retribución en concepto de coste financiero por dicho exceso.

CVOM<sub>i</sub>: Coste variable de operación y mantenimiento unitario, expresado en Euros/MWh. Este coste tomará un valor de 2 €/MWh para las centrales de lignito negro y de 1,5 €/MWh para las hullas y antracitas. En caso de que el grupo de generación cuente con planta de desulfuración estos costes se incrementarán en 0,5 €/MWh.

CF<sub>i</sub>: El coste fijo unitario, expresado en Euros/MWh, incluirá el coste de operación y mantenimiento fijo y, en su caso, la anualidad del coste de inversión calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CF_i = (CFOM_i \times P_i + CIT_i) / Ep_i$$

Donde:

CFOM<sub>i</sub> Coste fijo de operación y mantenimiento unitario, expresado en Euros/MW. El coste fijo de operación y mantenimiento para cada central será de 33.000 €/MW de coste por grupo generador o, para la central de gasificación integrada, 140.000 €/MW a precios de 2010. Además, se considerarán 5.000 €/MW, si cuenta con planta de desulfuración, a precios de 2010.

Los valores del coste fijo de operación y mantenimiento definidos en el párrafo anterior se actualizarán cada año con la variación anual del índice de precios al consumo y serán publicados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Para el cálculo de la variación de los índices de precios en el año n se tomará como valor de dichos índices la media móvil de los últimos doce meses a noviembre del año anterior.

CIT<sub>i</sub> Anualidad del coste de la inversión por desulfuración o para amortización de plantas de gasificación integradas para cada grupo, expresada en Euros. Se compondrá como suma de dos términos, la retribución por amortización y la retribución del capital, y se descontará el pago por capacidad. Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CIT_i = A_i + R_i - CP_i$$

Donde:

A<sub>i</sub>: Retribución por amortización anual de la inversión del grupo i, expresada en euros. La amortización de la inversión será lineal considerando una vida útil de 10 años para las inversiones en desulfuración y 6 años para amortización de la planta de gasificación integrada.

R<sub>i</sub>: Retribución financiera en el año n de la inversión del grupo i, expresada en euros.

Se calculará cada año aplicando la tasa de retribución (Tr<sub>n</sub>) a la inversión neta (VNI<sub>in</sub>), conforme a la siguiente fórmula:

$$R_{in} = VNI_{in} \times Tr_n$$

Siendo:

VNI<sub>i</sub>: Valor neto de la inversión del grupo i expresada en euros. Para su cálculo se tomarán como valores iniciales a 31 de diciembre de 2009 una inversión de 60.000 miles de euros para los grupos que cuentan con planta de desulfuración. En el caso de la planta de gasificación integrada se tomará el valor de la inversión no amortizada a 31 de diciembre del año 2009.

(Tr<sub>n</sub>): Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. Se corresponderá con el valor del EURIBOR a tres meses más 150 puntos básicos. Dicho valor se revisará anualmente con el valor del EURIBOR de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización.

CP<sub>i</sub>: Pago anual por capacidad del grupo i, expresada en euros para cada central.

P<sub>i</sub>: Potencia neta del grupo generador, en MW.

Ep<sub>i</sub>: Energía programada para el año, en MWh.

Al finalizar cada ejercicio, las centrales que hubieran producido un volumen de energía eléctrica superior al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro que se haya fijado, liquidarán al operador del sistema el exceso de retribución en concepto de coste fijo por dicha diferencia previa resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

CO<sub>2i</sub>: El coste unitario de emisión del CO<sub>2</sub> en Euros/MWh, para lo que se aplican los últimos factores de emisión disponibles de cada grupo generador (en ton CO<sub>2</sub> por MWh

generado). Para el cálculo del valor del derecho de emisión, para cada ejercicio se tomará la cotización media del EUA Futures Contracts del mes de noviembre en el mercado ECX para el año siguiente.

4. Para el año 2010 los volúmenes máximos para cada central se fijarán prorrateando en función del número máximo de horas en que este mecanismo es de aplicación.

### ANEXO III

#### **Derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro**

##### *1. Derechos de cobro de las unidades que utilicen como combustible carbón de importación y fuel*

1.1 Las unidades que utilicen como combustible carbón de importación o fuel cuyo programa resulte reducido en este proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro, tras la incorporación también de aquellas modificaciones de programa para la resolución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, y la reducción de programa aplicado en el programa base de funcionamiento se mantenga de forma efectiva, generarán un derecho de cobro que se determinará a partir del precio resultante del mercado diario, de la cotización del combustible utilizado y de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en los mercados internacionales que serán revisados semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas y, excepcionalmente, se revisarán los precios resultantes si sus valores experimentan variaciones superiores a un 20%. El cálculo se realizará como sigue:

$$RS^i = \sum_j [ED_j^i \cdot (\text{MAX} (\text{PMD}_j - \text{PR}_{ic}^i; 0) + m_i)]$$

Donde:

RS<sup>i</sup>: Derecho de cobro por el servicio prestado por la central i, en €.

ED<sub>j</sub><sup>i</sup>: Energía programada en el programa diario base de funcionamiento de todos los grupos de la central i en la hora j que ha resultado reducida por el operador del sistema en la resolución del mecanismo por restricciones de garantía de suministro.

PMD<sub>j</sub>: Precio resultante de la casación del mercado diario en la hora j.

PR<sub>ic</sub><sup>i</sup>: Precio de referencia del combustible c utilizado por la central i, basado en la cotización internacional CIF en el mercado spot del precio del combustible utilizado y del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, según se define en el apartado 2 de este anexo.

m<sub>i</sub>: Margen comercial unitario a reconocer a la central i. Este margen se aplicará a las centrales i que a la entrada en vigor del presente Real Decreto tengan suscritos contratos a largo plazo de suministro de combustible en las condiciones establecidas en el apartado 1.3 de este anexo.

1.2. El precio de referencia del combustible c utilizado por el grupo generador i, PR<sub>ic</sub><sup>i</sup>, se compone de los siguientes términos:

$$PR_{ic}^i = a_i \times PR_{ip} + b_i + PR_{iCO_2}$$

Donde:

a<sub>i</sub> y b<sub>i</sub>: Son los parámetros fijados en los contratos de compra de combustibles de la central i, donde a<sub>i</sub> es el descuento sobre el precio del combustible de referencia internacional y b<sub>i</sub> representa los costes fijos de combustible independientes de la cotización del

combustible de referencia internacional. Las empresas titulares de estas centrales presentarán a la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de 10 días, los valores de estos parámetros de cada una de sus centrales y ésta elaborará un informe y propuesta de aplicación del parámetro para cada central y lo remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas quien resolverá autorizando las centrales que tienen derecho a un coeficiente  $a_i$  distinto de la unidad o de  $b_i$  distinto de 0.

$PR_{ip}$ : Es el precio de referencia del producto aplicable a la central  $i$ , que utiliza el combustible  $p$  expresado en Euros/MWh.

$PR_{iCO_2}$ : Precio de referencia de los derechos de emisión de  $CO_2$  aplicable a la central  $i$ , expresado en Euros/MWh.

$PR_{ip}$  y  $PR_{iCO_2}$  se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, y se calcularán como se indica a continuación:

1.2.1  $PR_{ip}$ : El precio de referencia del producto  $p$  aplicable a la central  $i$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PR_{ip} = \frac{P_p}{C_{\$/\epsilon} \times P_{ci} \times F_c \times Re}$$

Donde:

$P_p$ : Los precios del producto por tipo de combustible se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, bajo la consideración de los siguientes índices y cotizaciones, expresados en \$/tn dependiendo del tipo de combustible:

Para la hulla importada, será igual al precio medio forward del API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus y se calculará como la media aritmética de las cotizaciones diarias de los últimos veinte días disponibles previos a su fijación para el semestre inmediatamente posterior.

Para el Fuel Oil 1 por ciento, será igual a la media aritmética de las cotizaciones altas de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan y se calculará como la media de las cotizaciones mensuales, correspondientes al semestre inmediatamente anterior.

$C_{\$/\epsilon}$ : Cambio del dólar frente al euro (en \$/€). Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible. Si en alguno de los días del periodo de aplicación de precio, el ratio de conversión del USD/EUR no estuviera disponible, entonces, se utilizaría la tasa de conversión USD/EUR del último día laborable.

$P_{ci}$ : Poder calorífico inferior del combustible utilizado valorado en te/t. Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo  $i$ , serán los siguientes:

	Pci (te/t)
Carbón . . . . .	6.000
Fuel Oil . . . . .	9.750

$Re_i$ : Rendimiento del grupo, expresado en tanto por uno. Los valores del rendimiento en función del combustible utilizado por cada grupo  $i$ , serán los siguientes:

	$Re_i$ (%)
Carbón . . . . .	37,5
Fuel Oil . . . . .	33

$F_c$ :  $1,163 \times 10^{-3}$  MWh/te.

1.2.2  $PR_{CO_2}$ : El precio de referencia de los derechos de emisión de  $CO_2$  aplicable a la central  $i$ , se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PR_{CO_2} = P_{CO_2} \times FE_i$$

Donde:

$P_{CO_2}$ : son los precios medios de la tonelada equivalente de  $CO_2$  en los períodos, comprendidos en cada semestre del año para los que se determina el precio  $PR_{CO_2}$ . Se calcularán como la media del precio al contado de cada uno de los días del período correspondiente de la tonelada equivalente de  $CO_2$  en el mercado de ECX (European Climate Exchange) (en €/t $CO_2$ ). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

$FE_i$ : es el factor de emisión de una instalación expresado en toneladas equivalentes de  $CO_2$  por megavatio hora.

Los factores de emisión de cada instalación se determinarán utilizando los datos de emisiones notificados por las mismas en el ámbito de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

1.3 Para que una central  $i$ , que a la entrada en vigor del presente Real Decreto tenga suscrito contratos a largo plazo de suministro de combustible que incluyan cláusulas del tipo «take or pay», tenga derecho al reconocimiento del margen unitario  $mi$  a que se refiere el apartado 1, deberá presentar los contratos de suministro de combustible correspondientes a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de junio de 2010. La Comisión Nacional de Energía, en el plazo de 10 días, a la vista de los contratos elaborará un informe y propuesta de aplicación del margen para cada central y lo remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas quien resolverá autorizando las centrales que tienen derecho a la aplicación de un margen, la cuantía del mismo y el plazo máximo de aplicación.

En el caso de que los contratos no incluyan cláusulas del tipo «take or pay» pero constituyan compromiso de compra firme, la Dirección General de Política Energética y Minas tendrá en cuenta, si existiesen, los costes resultantes de la renegociación o cancelación de estos contratos con el proveedor.

Igualmente se incorporarán los posibles costes del daño emergente en las centrales, en los que se considerarán, entre otros, los mayores costes unitarios de transporte y de operación y mantenimiento como consecuencia de la reducción de actividad en la central.

## 2. *Derechos de cobro de las unidades que utilicen como combustible gas natural*

Las unidades que utilicen como combustible gas natural cuyo programa resulte reducido en este proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro, tras la incorporación también de aquellas modificaciones de programa para la resolución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, y la reducción de programa aplicado en el programa base de funcionamiento se mantenga de forma efectiva, generarán un derecho de cobro igual al precio resultante del proceso de la subasta de resolución de restricciones por garantía de suministro definido en el último párrafo del punto 3 del apartado cuarto del anexo I.

Dichas subastas tendrá carácter mensual y se celebraran con dos meses de antelación. El Ministro de Industria Turismo y Comercio fijará las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en dichas subastas.