

I. DISPOSICIÓN XERAIS

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO E COMERCIO

- 15121** *Real decreto 1221/2010, do 1 de outubro, polo que se modifica o Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, polo que se establece o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración e se modifica o Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.*

A Lei 54/1997, do 27 novembro, do sector eléctrico, dispón no seu artigo 25 que o Goberno poderá establecer os procedementos, compatibles co mercado de libre competencia en produción, para conseguir o funcionamento daquelas unidades de produción de enerxía eléctrica que utilicen fontes de combustión de enerxía primaria autóctonas, ata un límite do 15% da cantidade total de enerxía primaria necesaria para producir a electricidade demandada polo mercado nacional, considerada en períodos anuais, e adoptar as medidas necesarias dirixidas a evitar a alteración do prezo de mercado.

No seu artigo 16 establece, sobre os servizos de axuste do sistema considerados como necesarios para garantir unha subministración adecuada ao consumidor, que regulamentariamente se determinará qué servizos se consideran como tales, así como o seu réxime retributivo, e diferenciaranse aqueles que teñan carácter obrigatorio daqueles potestativos.

A garantía da subministración aos consumidores eléctricos pon de manifesto a importancia de manter aberta a opción dos combustibles de orixe autóctona. A este respecto, a xeración térmica con centrais que utilizan carbón como combustible, ademais, proporciona normalmente, salvo indispoñibilidades puntuais sobrevidas, un grao de fiabilidade adecuado para garantir a correcta operación do sistema e a subministración eléctrica, ao se tratar dunha produción xestionable e provedora de servizos de axuste do sistema.

O sistema eléctrico español presenta unha serie de condicionantes que o diferencian da maioría de Estados membros da Unión Europea. O sector eléctrico español está caracterizado pola evolución necesaria para cumprir cos compromisos adquiridos para o ano 2020 en redución de emisións e produción eléctrica a partir de fontes de enerxía renovable. A este compromiso hai que lle engadir a caracterización histórica do sector eléctrico de illamento co resto de países europeos. Esta condición de «illa enerxética» obriga o sistema eléctrico a garantir a subministración a partir da capacidade instalada no territorio nacional.

Por outra parte, a crise económica mundial levou a unha forte caída da demanda eléctrica. Estes condicionantes, estruturais e conxunturais, provocaron que o parque de xeración térmica con carbón autóctono vise drasticamente reducido o seu funcionamento, condicionado indiscutiblemente á continuidade da actividade mineira con carbón autóctono, que é o único combustible fósil amplamente dispoñible en España, o que fai que se poña en perigo a garantía de subministración no medio prazo se non se asegura a súa viabilidade económica para dar apoio ás puntas do sistema.

Neste contexto, para alcanzar os obxectivos de garantía da subministración aos consumidores eléctricos mantendo aberta a opción dos combustibles de orixe autóctona, ditouse o Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, polo que se crea o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.

O citado Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, desenvolve un novo servizo de axuste do sistema denominado «resolución de restricións por garantía de subministración», que terá lugar despois da casación do mercado diario. Este procedemento supón que, baixo determinados supostos, se retira a produción de enerxía casada correspondente a

determinadas unidades do resultado do mercado diario e se substitúe pola produción doutras centrais que utilizan carbón autóctono como combustible. Para as unidades retiradas e incluídas nun primeiro momento no programa, a norma prevé como compensación determinados pagamentos.

Como resultado do proceso de prenotificación á Comisión Europea, cómpre introducir melloras no mecanismo proposto debido, fundamentalmente, á incompatibilidade co marco normativo comunitario da compensación das unidades retiradas e incluídas nun primeiro momento no programa.

Por isto, neste real decreto elimínanse aqueles aspectos do texto relativos á compensación das unidades retiradas, e adáptase o resto dos preceptos ás novas condicións seguindo o disposto na decisión da Comisión Europea pola que a compensación por servizo público asociada a un mecanismo de entrada en funcionamento preferente para as centrais de carbón autóctono se declara compatible co Tratado de funcionamento da Unión Europea.

Estas medidas só se aplicarán ás cantidades de carbón que se benefician de axudas de Estado, de acordo co Regulamento CE n.º 1407/2002, do 23 de xullo de 2002, sobre as axudas estatais á industria do carbón ou con calquera regulamento ulterior que o substitúa. En calquera caso, ata o ano 2012 estas cantidades de carbón non serán maiores das previstas no Plan Nacional de Reserva Estratéxica de Carbón 2006-2012 e Novo Modelo de Desenvolvemento Integral Sustentable das Comarcas Mineiras.

O novo procedemento de restricións por garantía de subministración ten carácter transitorio e a súa posta en marcha queda vinculada ao desenvolvemento e á aprobación dos procedementos de operación e, de ser o caso, ao contido no artigo 108.3 do Tratado de funcionamento da Unión Europea, que permitan a súa implantación.

Este real decreto foi obxecto do informe 5/2010 da Comisión Nacional de Enerxía, aprobado polo seu Consello de Administración na súa reunión do 13 de abril de 2010, e para a súa elaboración tiveronse en conta as alegacións formuladas no trámite de audiencia efectuado a través do Consello Consultivo de Electricidade.

A Comisión Delegada do Goberno para Asuntos Económicos examinou este real decreto na súa reunión do 29 de abril de 2010.

Este real decreto dítase ao abeiro do establecido no artigo 149.1.13.^a e 25.^a da Constitución española, que lle atribúe ao Estado a competencia exclusiva para determinar as bases e coordinación da planificación xeral da actividade económica e as bases do réxime mineiro e enerxético, respectivamente. A este respecto cabe sinalar que, polo contido das súas disposicións, a lei non resulta un instrumento idóneo para o seu establecemento e encóntrase xustificada a súa aprobación mediante real decreto.

Na súa virtude, por proposta do ministro de Industria, Turismo e Comercio, de acordo co Consello de Estado e logo de deliberación do Consello de Ministros na súa reunión do día 1 de outubro de 2010,

DISPOÑO:

Artigo primeiro. *Modificación do Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, polo que se establece o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración e se modifica o Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.*

Modifícase o Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, polo que se establece o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración e se modifica o Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, nos seguintes termos.

Un. O artigo único queda redactado do seguinte modo:

«Artigo único. *Aprobación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.*

1. Apróbase o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración nos termos que establece o anexo I deste real decreto.

2. No anexo II defínense as centrais que quedan obrigadas a participar neste proceso como unidades vendedoras, así como a metodoloxía de cálculo do prezo de retribución da enerxía e a maneira de fixar os volumes máximos de produción anuais que poden ser programados no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

Estas centrais presentarán á Comisión Nacional de Enerxía unha carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono ata 2012 asinada por cada un dos subministradores, incluído o xestor do almacenamento estratéxico temporal de carbón, segundo se define no anexo II. Esta carta deberase presentar no prazo de tres días hábiles contado desde o día en que produza efectos a resolución da Secretaría de Estado de Enerxía en que se fixen os volumes máximos de produción anuais a que se refire o anexo II.

3. Así mesmo, os titulares das centrais a que se refire o número anterior, sempre que estean incluídas no plan de funcionamento actualizado para a resolución de restricións por garantía de subministración comunicado polo operador do sistema no proceso de restricións técnicas por garantía de subministración, estarán obrigados a presentar ofertas de venda no mercado diario por cada unha delas por un valor de enerxía igual ao recollido no mencionado plan a un prezo máximo igual ao custo variable da central que estableza a Secretaría de Estado de Enerxía do Ministerio de Industria, Turismo e Comercio, conforme se dispón no anexo II. Neste caso, poderán xerar un dereito de cobramento ou unha obriga de pagamento, nos termos establecidos no anexo II.

4. As sociedades titulares das centrais a que se refire o número anterior deberán levar na súa contabilidade contas separadas que diferencien entre os ingresos e custos imputables estritamente á xeración destas centrais no plan de funcionamento actualizado para a resolución de restricións por garantía de subministración comunicado polo operador do sistema no marco deste real decreto do resto das actividades, co fin de evitar discriminacións, unha compensación excesiva, subvencións entre actividades distintas e distorsións da competencia, todo iso sen prexuízo do cumprimento do resto das exixencias establecidas a este respecto na Lei 54/1997, do 27 de novembro, e na normativa comunitaria sobre obrigas de servizo público.»

Dous. A disposición transitoria única queda redactada como a continuación se transcribe:

«Disposición transitoria única. *Aplicación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.*

O procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración que se regula no artigo único será de aplicación ata o 2014, ou en data anterior que fixe o ministro de Industria, Turismo e Comercio se as condicións do mercado de produción español permiten ao parque de xeración térmica con carbón autóctono un funcionamento a través dos mecanismos de mercado que permita a súa viabilidade económica no medio prazo, de tal forma que se garanta a cobertura da demanda eléctrica en condicións de seguridade de subministración.»

Tres. A disposición derradeira terceira pasa a ter a seguinte redacción:

«Disposición derradeira terceira. *Desenvolvemento normativo.*

1. Nun prazo máximo de tres días hábiles a partir da publicación deste real decreto, o operador do sistema deberá presentar ao Ministerio de Industria, Turismo e Comercio unha proposta de revisión dos procedementos de operación afectados polo establecido neste real decreto.

2. Autorízase o ministro de Industria, Turismo e Comercio para ditar, no ámbito das súas competencias, as disposicións de desenvolvemento que resulten indispensables para asegurar a adecuada aplicación deste real decreto, así como para a modificación dos seus anexos en función das necesidades de garantía de subministración do sistema eléctrico.

3. Autorízase a Secretaría de Estado de Enerxía do Ministerio de Industria, Turismo e Comercio para desenvolver, nas regras de funcionamento do mercado diario e intradiario de produción de enerxía eléctrica, os axustes na oferta e demanda que se poidan producir con posterioridade á fixación do programa diario viable no mercado intradiario regulado no Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.»

Catro. O punto primeiro do anexo I queda redactado do modo seguinte:

«Primeiro. *Resolución das restricións por garantía de subministración ao programa diario base de funcionamento.*—Antes das 14:00 horas de cada xoves, o operador do sistema establecerá un plan de funcionamento para a semana eléctrica inmediata seguinte, para as centrais que utilizan carbón autóctono como combustible, e comunicarlle a cada titular desas centrais o seu plan de funcionamento. Entenderase por semana eléctrica o período comprendido entre as 0:00 horas de cada sábado e as 24:00 horas do venres inmediato seguinte. Estes plans semanais elaboraranse de forma que a produción non supere as cantidades de enerxía producida que fixe a resolución do secretario de Estado de Enerxía a que se refire o anexo II.

Diariamente, e nos mesmos prazos establecidos para a comunicación de información previa ao mercado diario, o operador do sistema porá á disposición de cada suxeito do mercado as posibles actualizacións do seu plan de funcionamento semanal que sexa necesario considerar en razón da evolución das previsións da demanda ou das entregas de produción de orixe renovable, ou por indispoñibilidades sobrevidas de instalacións de produción e/ou elementos da rede de transporte.

O proceso de resolución das restricións por garantía de subministración ao programa diario base de funcionamento realizarase previamente á modificación dos programas para a resolución das restricións técnicas, pero tendo xa en conta, porén, as limitacións de programa que poidan ser requiridas por razóns de seguridade do sistema eléctrico.

No proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, o operador do sistema realizará as modificacións de programa necesarias para incluír, de acordo co plan de funcionamento semanal, de ser o caso actualizado, e comunicado aos respectivos suxeitos do mercado, a xeración térmica con centrais que utilizan carbón autóctono como combustible que fosen determinadas polo ministro de Industria, Turismo e Comercio ata o límite máximo establecido no artigo 25 da Lei 54/1997, do 27 novembro, sempre que este límite máximo implique, no período anual correspondente, que a produción non supere as cantidades de enerxía producida que fixe a resolución do secretario de Estado de Enerxía a que se refire o anexo II.

Tras a resolución das restricións por garantía de subministración e a posterior resolución das restricións técnicas, o operador do sistema, co obxecto de obter un programa equilibrado en xeración e demanda, procederá a aplicar unha redución dos valores programados para compensar aquela enerxía incorporada para a

resolución das restricións por garantía de subministración, e que non fose xa directamente compensada polas modificacións de programa por solución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento.»

Cinco. O punto terceiro.2 do anexo I queda redactado nos seguintes termos:

«2. Os aumentos de enerxía así programados e efectivamente realizados sobre o programa diario base de funcionamento serán retribuídos segundo a metodoloxía de cálculo establecida no anexo II para a correspondente instalación.»

Seis. O punto cuarto do anexo I queda redactado nos seguintes termos:

«Cuarto. *Solución dos desequilibrios entre produción e demanda derivados da resolución de restricións por garantía de subministración.*

1. Os incrementos dos programas de xeración térmica con centrais que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen de acordo co establecido no punto terceiro deste anexo I, que non sexan directamente compensados polas modificacións de programa que sexa preciso aplicar para a resolución das restricións técnicas identificadas e cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, serán compensados mediante a aplicación do mecanismo específico descrito nos puntos seguintes.

2. Neste mecanismo específico de redución de programas participarán todas as instalacións térmicas de produción de réxime ordinario emisoras de, a excepción daquelas instalacións de réxime ordinario que realicen actividades de coxeración ou ás cales se lles aplique a prima que se establece nos artigos 45 e 46 e na disposición adicional sexta do Real decreto 661/2007, do 25 de maio, polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica en réxime especial, que non estean incluídas no anexo II e teñan un programa de venda de enerxía no programa diario base de funcionamento correspondente ao día seguinte.

Así mesmo, quedará exceptuada do mecanismo específico de redución de programas a enerxía programada nas instalacións de réxime ordinario que utilicen gas siderúrxico como parte do combustible, sempre que non estean incluídas no anexo II e esa redución represente un incumprimento dos compromisos de consumo de gas que ten establecidos. Para estes efectos, os titulares destas instalacións deberán comunicar ao operador do sistema o seu programa mínimo de venda de enerxía compatible co cumprimento de tales compromisos na forma en que se establece nos procedementos de operación a que se refire o número 1 da disposición derradeira terceira. Ao final de cada exercicio o cumprimento da excepción destas centrais será auditado pola Comisión Nacional de Enerxía.

3. A redución dos programas destas instalacións de produción efectuarase primeiro tendo en conta a orde de mérito descendente dos niveis de emisión de CO₂ das distintas instalacións de produción de carbón e fuel, con respecto das limitacións de programa que sexa preciso establecer sobre esas instalacións por razóns de seguridade do sistema eléctrico.

A Comisión Nacional de Enerxía supervisará e fará públicos os valores de emisión de CO₂ de cada unha das instalacións térmicas de produción antes citadas, comunicados polos suxeitos titulares delas, como paso previo á utilización destes valores neste proceso. Os valores de emisión comunicados para estes efectos deberán ser coherentes co contido dos informes verificados de emisións que o titular notificase no marco da Lei 1/2005, do 9 de marzo, pola que se regula o réxime de comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro.

Posteriormente, aplicarase a redución dos programas ás instalacións de produción que utilicen como combustible gas natural, de forma proporcional á

enerxía programada para cada unha delas no programa diario base de funcionamento.

4. As unidades cuxo programa resulte reducido neste proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración, tras a incorporación tamén daquelas modificacións de programa para a resolución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, terán asociada unha obriga de pagamento igual ao prezo do mercado diario.»

Sete. O punto quinto.2 do anexo I pasa a ter o seguinte teor:

«2. O saldo dos dereitos de cobramento establecido no punto terceiro e das obrigas de pagamento do punto cuarto e, de ser o caso, as que poidan resultar do punto terceiro, será sufragado con cargo ao saldo resultante da diferenza entre os ingresos derivados do financiamento dos pagamentos por capacidade e os custos correspondentes á súa retribución antes da súa liquidación á Comisión Nacional de Enerxía. O saldo restante terá a consideración de ingreso ou custo liquidable do sistema para os efectos previstos no Real decreto 2017/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o procedemento de liquidación dos custos de transporte, distribución e comercialización a tarifa, dos custos permanentes do sistema e dos custos de diversificación e seguridade de abastecemento.»

Oito. O anexo II substitúese polo que se insire a seguir.

«ANEXO II

Centrais que participan no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración como unidades vendedoras, prezo de retribución da enerxía e volumes máximos de produción anuais programados

1. As centrais obrigadas a participar como unidades vendedoras no proceso de modificacións de programa para a resolución de restricións por garantía de subministración son as que se citan a continuación:

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

Os prezos de retribución da enerxía, co detalle de cada un dos parámetros utilizados, e o volume máximo de produción para cada ano que pode ser programado no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración serán fixados para cada central anualmente por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía, que non poderán superar os límites establecidos no artigo 25.1 da Lei 54/1997, do sector eléctrico. Igualmente, a Secretaría de Estado de Enerxía poderá autorizar transvasamentos de carbón entre centrais para unha mellor xestión do stock acumulado, e fixar a nova retribución e volume máximo das centrais afectadas.

O incumprimento da produción programada no plan de funcionamento comunicado polo operador do sistema no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, conforme establece o anexo I, será sancionado nos

termos que resultan da Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, salvo que derive de indispoñibilidades sobrevidas debidamente xustificadas de acordo coa normativa vixente.

Se existiren indispoñibilidades sobrevidas debidamente xustificadas, conforme se establece no punto anterior, a diferenza entre as cantidades correspondentes ao volume máximo de produción do ano e as realmente producidas terase en conta para a fixación do volume máximo de produción durante o período de vixencia do mecanismo.

Cando ao longo do exercicio unha central exceda no seu funcionamento o volume de produción de enerxía que fixe a Secretaría de Estado de Enerxía e implique unha retribución por riba do 5 por cento da inicialmente establecida por garantía de subministración, o operador do sistema comunicarallo á Secretaría de Estado de Enerxía e á Comisión Nacional de Enerxía. A Secretaría de Estado de Enerxía fixará os novos prezos de retribución da enerxía tendo en conta o exceso de funcionamento e os titulares das centrais liquidaranlle ao operador do sistema o exceso de retribución en concepto de custo, todo iso sen prexuízo de que ao finalizar o exercicio se proceda conforme o punto seguinte.

As auditorías das empresas propietarias destas centrais deberán incluír nas súas auditorías anuais unha segregación das contas para cada unha das centrais incluídas no punto 1. Esta segregación conterà suficiente detalle para que a Comisión Nacional de Enerxía poida determinar todos e cada un dos parámetros na metodoloxía que se establece no punto 3.2. A Secretaría de Estado de Enerxía poderá fixar por resolución as distintas actuacións que deberá levar a cabo a Comisión Nacional de Enerxía para determinar o custo real dos parámetros fixados no punto 3.2.

Antes do 15 de xullo os titulares das centrais deberán remitir á Comisión Nacional de Enerxía a auditoría de contas cos requisitos exixidos no parágrafo anterior. A Comisión Nacional de Enerxía, de acordo coa auditoría e a metodoloxía que se establece no punto 3.2, efectuará o cálculo dos custos reais correspondente ao volume de enerxía eléctrica producida pola central, e comunicarallo ao operador do sistema, quen liquidará o exceso ou defecto de retribución por este concepto a cada central.

Así mesmo, cando o prezo medio mensual do API#2 publicado polo Coal Daily de Energy Argus Internacional exceda os 75 €/t, a Secretaría de Estado de Enerxía revisará os prezos de adquisición do carbón autóctono para cada central que se definen máis adiante, PRCA₁, e fixará os novos prezos de retribución.

En calquera caso, en cada central obrigada a participar no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, descontarase calquera axuda que perciba ou poida percibir no futuro por outros conceptos, así como outros ingresos asociados ao funcionamento ao abeiro deste real decreto.

2. As cantidades anuais de carbón autóctono que adquiren os titulares das centrais a que se refire o punto anterior serán as que se fixen para cada ano por Resolución da Secretaría de Estado de Enerxía que só se aplicarán ás cantidades de carbón que se benefician de axudas de Estado, de acordo co Regulamento CE n.º 1407/2002, do 23 de xullo de 2002, sobre as axudas estatais á industria do carbón ou con calquera regulamento ulterior que o substitúa e que, en calquera caso, ata o ano 2012 estas cantidades de carbón non serán maiores, no período total de vixencia deste real decreto, ás previstas no «Plan Nacional de Reserva Estratéxica de Carbón 2006-2012 e Novo Modelo de Desenvolvemento Integral Sustentable das Comarcas Mineiras».

A Comisión Nacional de Enerxía supervisará e inspeccionará a correcta utilización do carbón autóctono asociada ás producións programada no plan de funcionamento comunicado polo operador do sistema no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

3. Metodoloxía de cálculo dos prezos de retribución da enerxía.

3.1 Os prezos de retribución da enerxía das centrais obrigadas a participar no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración corresponderanse co custo unitario de xeración do grupo para unha produción anual correspondente ao volume máximo de produción anual programable por garantía de subministración.

Cando as centrais obrigadas a participar no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración resulten programadas polo operador do sistema para a implementación do mecanismo de restricións por garantía de subministración, a enerxía producida xerará un dereito de cobramento do titular da central no proceso de liquidación das restricións por garantía de subministración, con cargo aos pagamentos por capacidade igual ao produto do custo unitario que se fixe para a central pola enerxía realmente programada no proceso. Os titulares das centrais programadas no mercado diario base de funcionamento cuxa enerxía teña que ser retirada do programa pola activación do mecanismo terán unha obriga de pagamento igual ao produto do prezo do mercado diario pola enerxía desprazada.

Cando algunha destas centrais obrigadas a participar no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración resulte programada no mercado diario e o volume máximo de produción anual programado non fose alcanzado:

Se o prezo horario final resultante no mercado diario é superior ao custo unitario regulado, nestas horas, a enerxía producida xerará unha obriga de pagamento do titular da central no proceso de liquidación das restricións por garantía de subministración, con cargo aos pagamentos por capacidade, pola diferenza entre o prezo do mercado diario e o custo regulado.

Se o prezo horario final resultante no mercado diario é superior ao custo variable regulado dunha central, pero inferior ao custo unitario regulado da central, nestas horas, a enerxía producida xerará un dereito de cobramento do titular da central no proceso de liquidación das restricións por garantía de subministración, con cargo aos pagamentos por capacidade, igual ao produto da enerxía producida nestes casos pola diferenza entre o custo unitario regulado da central e o prezo do mercado diario.

Esta enerxía producida terase en conta á hora de determinar a enerxía pendente para alcanzar o volume máximo de produción para cada ano que pode ser programada no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

3.2 O custo unitario de xeración dos grupos para unha produción anual correspondente ao volume máximo de produción programable por garantía de subministración incluirá os custos fixos, CF_i , e os custos variables CV_i .

$$CX(i) = CF_i + CV_i$$

CF_i : o custo fixo unitario, expresado en euros/MWh, incluirá o custo de operación e mantemento fixo e, de ser o caso, a anualidade do custo de investimento calculado de acordo coa seguinte fórmula:

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

Onde:

$CFOM_i$: custo fixo de operación e mantemento unitario, expresado en euros/MW. O custo fixo de operación e mantemento para cada central será de 33.000 €/MW de custo por grupo xerador ou, para a central de gasificación integrada, 140.000 €/MW a prezos de 2010. Ademais, consideraranse 5.000 €/MW a prezos de 2010 se conta con planta de desulfuración.

Os valores do custo fixo de operación e mantemento definidos no parágrafo anterior actualizaranse cada ano coa variación anual do índice de prezos de consumo e serán publicados por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía. Para o cálculo da variación dos índices de prezos no ano n tomarase como valor deses índices a media móbil dos últimos doce meses a novembro do ano anterior.

CIT_i : anualidade do custo do investimento por desulfuración ou para amortización de plantas de gasificación integradas para cada grupo, expresada en euros. Comporase como suma de dous termos, a retribución por amortización e a retribución do capital, e descontarase o pagamento por capacidade. Calcularase de acordo coa seguinte fórmula:

$$CIT_i = A_i + R_i - CP_i$$

Onde:

A_i : retribución por amortización anual do investimento do grupo i , expresada en euros. A amortización do investimento será lineal considerando unha vida útil de 10 anos para os investimentos en desulfuración e 6 anos para amortización da planta de gasificación integrada e a vida útil restante para o resto de instalacións.

R_i : retribución financeira no ano n do investimento do grupo i , expresada en euros.

Calcularase cada ano aplicando a taxa de retribución (Tr_n) ao investimento neto (VNI_{in}), conforme a seguinte fórmula:

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

Sendo:

VNI_{in} : valor neto do investimento do grupo i expresado en euros pendentes de amortizar en 31 de decembro. Para o seu cálculo tomaranse como valores iniciais en 31 de decembro de 2009 un investimento que será o valor pendente de amortización que se presente na separación contable auditada para os grupos que contan con planta de desulfuración. No caso da planta de gasificación integrada tomarase o valor do investimento non amortizado en 31 de decembro do ano 2009. O valor real final será calculado pola Comisión Nacional de Enerxía unha vez que se presenten os datos auditados da separación contable, utilizando o valor pendente de amortización.

(Tr_n): taxa financeira de retribución que se aplicará no ano n . Corresponderase co valor da media móbil dos últimos doce meses dispoñibles dos bonos do Estado a dez anos máis 300 puntos básicos. Este valor revisarao anualmente a Comisión Nacional de Enerxía para aplicar os valores correctos ao período.

CP_i : pagamento anual por capacidade do grupo i , expresada en euros para cada central.

P_i : potencia neta do grupo xerador, en MW.

Ep_i : enerxía programada para o ano, en MWh. Este valor será posteriormente revisado pola Comisión Nacional de Enerxía para a determinación correcta do custo real, utilizando a enerxía real producida do grupo xerador.

Os custos variables incluírán o custo de combustible posto en central, o custo financeiro do carbón autóctono almacenado, o custo variable de operación e mantemento e o custo de emisión de CO₂. Estes custos calcularanse para cada central i de acordo coa seguinte fórmula:

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

Onde:

CC_i : custo de combustible expresado en euros/MWh, que se calculará de acordo coa seguinte fórmula:

$$1000 \times FCA_i \times \left[PRCA_i \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right] + 1000 \times (1 - FCA_i) \times \left(\frac{P_p}{C_{\$/\epsilon}} + PRL_i \right) \times \frac{ConsEsp_i}{PCS'_i}$$

Onde:

FCA_i é o tanto por un de carbón autóctono en enerxía, que será fixado anualmente por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía e acreditado ante a Comisión Nacional de Enerxía polos titulares das instalacións.

$PRCA_i$ son os prezos de adquisición do carbón autóctono para cada central, expresados en €/t que incorporan as correccións por motivos de calidade. Estes prezos serán calculados a partir dos de 2009, que se incrementarán un 2 % anual ata o ano 2012. No caso do almacenamento estratéxico temporal de carbón (AETC) consideraranse, ademais, os custos loxísticos e de xestión.

$ConsEsp_i$ é o consumo específico da central expresado en te PCS/kWh en barras de central. Anualmente, estes parámetros fixaranse por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía e serán supervisados pola Comisión Nacional de Enerxía antes do 15 de xullo do ano inmediatamente posterior.

PCS_i e PCS'_i son os poderes caloríficos superiores do carbón autóctono e do combustible de referencia da central i expresados en te PCS/t. Anualmente, estes parámetros fixaranse por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía e serán supervisados pola Comisión Nacional de Enerxía antes do 15 de xullo do ano inmediatamente posterior.

$C_{\$/\epsilon}$: cambio do dólar fronte ao euro (en \$/€). Establecerase anualmente por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía e serán supervisados pola Comisión Nacional de Enerxía antes do 15 de xullo do ano inmediatamente posterior. Para a súa fixación tomarase a media do mes de novembro do ano anterior publicado no boletín estatístico do Banco de España.

P_p é o prezo do produto por tipo de combustible. Estes prezos fixaranse anualmente por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía e serán supervisados pola Comisión Nacional de Enerxía antes do 15 de xullo do ano inmediatamente posterior, baixo a consideración dos seguintes índices e cotizacións, expresados en \$/tn dependendo do tipo de combustible:

Para o carbón, será igual ao prezo do API#2 publicado polo Coal Daily de Energy Argus Internacional e calcularase como a media do mes de novembro do ano inmediatamente anterior.

No caso de que se utilicen outros combustibles, ponderarase o seu prezo en función dos prezos internacionais destes combustibles.

PRL_i é o prezo de referencia dos custos de loxística dos combustibles postos na central i en €/t. Este termo será determinado pola Secretaría de Estado de Enerxía para cada central baseado en prezos de mercado.

Cf_i : custo financeiro unitario, expresado en euros/MWh. É o custo dunhas minguas anuais do 1 por cento para as hullas e antracitas e do 2 cento para o lignito negro valorado ao prezo de adquisición do carbón autóctono do ano de adquisición entre a electricidade xerada para a prestación do servizo público. A CNE, en función do carbón almacenado a final de cada mes, calculará este valor, e procederá á correspondente liquidación.

$CVOM_i$: custo variable de operación e mantemento unitario, expresado en euros/MWh. Este custo tomará un valor de 2 €/MWh para as centrais de lignito negro e de

1,5 €/MWh para as hullas e antracitas. En caso de que o grupo de xeración conte con planta de desulfuración, estes custos incrementaranse en 0,5 €/MWh.

CO₂: o custo unitario de emisión do CO₂ en euros/MWh, para o cal se aplican os últimos factores de emisión dispoñibles de cada grupo xerador (en ton CO₂ por MWh xerado). Para o cálculo do valor do dereito de emisión, para cada exercicio tomarase a cotización media do EUA Futures Contracts do mes de novembro no mercado ECX para o ano seguinte. Corresponderalle ao ministro de Industria, Turismo e Comercio desenvolver a metodoloxía de cálculo e o valor será fixado anualmente na resolución da Secretaría de Estado de Enerxía especificando o custo unitario de emisión dos dereitos asignados gratuitamente e será posteriormente calculado pola Comisión Nacional de Enerxía, unha vez presentadas as contas separadas auditadas polas unidades de xeración, quen efectuará o cálculo dos custos reais en función da enerxía finalmente producida de acordo coas funcións asignadas neste anexo. Para o ano 2010 fixarase inicialmente o valor correspondente ao mes de novembro de 2009 do mercado ECX.

4. Excepcionalmente, para o ano 2010 os volumes máximos para cada central fixaranse en función do número máximo de horas en que este mecanismo é de aplicación e, en calquera caso, a enerxía programada será inferior á cantidade de enerxía programable no ano.»

Nove. O anexo III queda suprimido.

Artigo segundo. *Modificación do Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.*

O punto 2 do artigo 12 do Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, queda redactado nos seguintes termos:

«2. Os procedementos de resolución de restricións por garantía de subministración e técnicas poderán comportar a retirada de ofertas recollidas nos programas, así como a modificación dos programas, nos termos que se establezan por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.»

Disposición derogatoria. *Derrogación normativa.*

Quedan derogadas cantas disposicións de igual ou inferior rango se opoñan ao establecido neste real decreto.

Disposición derradeira primeira. *Título competencial.*

Este real decreto dítase ao abeiro do establecido no artigo 149.1.13.^a e 25.^a da Constitución española, que lle atribúe ao Estado a competencia exclusiva para determinar as bases e a coordinación da planificación xeral da actividade económica e as bases do réxime mineiro e enerxético, respectivamente.

Disposición derradeira segunda. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor o día seguinte ao da súa publicación no «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid o 1 de outubro de 2010.

JUAN CARLOS R.

O ministro de Industria, Turismo e Comercio,
MIGUEL SEBASTIÁN GASCÓN