

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

- 14654** *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.*

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, con las modificaciones establecidas en el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, dispone en su anexo II.1 que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se fijarán anualmente para cada central los precios de retribución de la energía, con el detalle de cada uno de los parámetros utilizados, y el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. Este volumen, que no podrá superar los límites establecidos en el artículo 25.1 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, será el límite a partir del cual la retribución de una central será modificada, siempre que implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida por garantía de suministro, para tener en cuenta la menor repercusión de los costes fijos en los costes unitarios.

No obstante lo anterior, el Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público, en su disposición adicional decimoquinta, establece que, excepcionalmente para el año 2012, las resoluciones por las que se determinan los precios de retribución de la energía, el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y las cantidades de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales para cada central se determinarán con carácter trimestral por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Se ha atendido, asimismo, a lo dispuesto en el 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, cuyo artículo 11, con carácter excepcional para el año 2012, reduce en un 10 por ciento el volumen máximo previsto para dicho ejercicio 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.

En cuanto a las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales térmicas, el anexo II.2 del referido Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, según redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece que éstas serán las que se fijen para cada año por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, así como que sólo se aplicarán a las cantidades de carbón que se benefician de ayudas de Estado, de acuerdo con el Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón o con cualquier reglamento ulterior que lo reemplace y que, en cualquier caso, hasta el año 2012 estas cantidades de carbón no serán mayores, en el periodo total de vigencia del presente real decreto, a las previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras».

Una vez sustituido dicho Reglamento (CE) n.º 1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, por la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón, ha de entenderse que las medidas recogidas en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, serán aplicables a aquellas cantidades que reciban ayudas en el marco del artículo 3 de esta nueva decisión.

Adicionalmente, habiendo existido durante el año 2011 indisponibilidades sobrevenidas por la incapacidad técnica del sistema y por causas técnicas que han impedido alcanzar el volumen de energía programado y, en consecuencia, consumir las toneladas previstas, parte de esos volúmenes y cantidades han sido tenidos en cuenta para la fijación del volumen máximo de producción del año 2012.

Lo anterior, sin embargo, se ha tenido que conjugar con la reducción de un 10 por ciento del volumen máximo de producción programado para 2012, así como con la obligación de los titulares de las centrales térmicas de adquirir anualmente las cantidades de carbón autóctono que se benefician de las ayudas previstas en el artículo 3 de la citada Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010. Por ello, a fin de no sobrepasar los volúmenes máximos de electricidad permitidos a las centrales térmicas y de conformidad con lo señalado en el anexo II.1 del citado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, que autoriza la recuperación de las indisponibilidades sobrevenidas durante el periodo de vigencia del mecanismo, mediante la presente resolución se difiere al ejercicio de 2013 el incumplimiento de la producción programada de 2011 derivado de indisponibilidades técnicas justificadas, en aquellos casos en que no quepa su inclusión por superarse el tope del volumen máximo de electricidad programable.

Finalmente, y a fin de simplificar el proceso de liquidación previsto, la presente resolución incluye los precios de adquisición y los parámetros necesarios a considerar por las centrales térmicas para cada proveedor.

De acuerdo con lo anterior, en esta resolución se fijan para el cuarto trimestre del año 2012, los precios de retribución de la energía y el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro para cada una de las centrales que participan, así como las cantidades regularizadas de carbón autóctono adicional a adquirir y consumir en 2012 por los titulares de las centrales.

La presente resolución ha sido objeto del preceptivo trámite de audiencia.

En su virtud, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. *Cantidades de carbón autóctono a consumir en el cuarto trimestre de 2012.*

Las cantidades de carbón autóctono a consumir en el cuarto trimestre de 2012 por cada uno de los titulares de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, serán las necesarias para completar la producción de energía indicada en el apartado segundo. Una parte de esa energía proviene de la producción pendiente del año 2011, que aplicada proporcionalmente al cuarto trimestre del año 2012, salvo en el caso de la central de Teruel cuya cifra se refiere al año completo, dan las cantidades que se indican en la siguiente tabla:

Centrales	Energía pendiente 4T 2011 (GWh)
Soto de Ribera 3.	36,37
Narcea 3.	60,14
Anllares.	83,25
La Robla 2.	205,73
Compostilla.	225,50
Teruel.	87,01
Guardo 2.	72,25
Puentenuevo 3.	87,50

Centrales	Energía pendiente 4T 2011 (GWh)
Escucha	0,00
Elcogás	59,48
Total	917,23

El resto de la energía se producirá con las cantidades adicionales expresadas en toneladas y distribuidas por origen que aparecen en el anexo I de la presente resolución. Se incluyen en dicho anexo los precios de adquisición con los parámetros necesarios para su cálculo, para cada empresa suministradora. No obstante, para el Almacén Estratégico Temporal de Carbón se indica el A_0 necesario para el cálculo del precio del carbón, que es el mismo aplicado en 2011, incrementado en un 2%. Para el cálculo de los costes de combustible se han utilizado las fórmulas paramétricas definidas en el anexo II de esta resolución, empleando para ello las calidades medias disponibles del año 2011, según se especifica en dicho anexo II. En la liquidación anual efectuada por la Comisión Nacional de Energía se tendrá en cuenta la variación entre los parámetros considerados y los resultantes de los suministros reales, para obtener de esta manera el coste real del carbón autóctono, que será publicado a tal fin, junto con su poder calorífico superior medio y el coste variable asociado a las mermas de combustible de la central, por la Secretaría de Estado de Energía mediante resolución.

Las cantidades a consumir estarán compuestas por cantidades de carbón a adquirir a las empresas mineras y al Almacén Estratégico Temporal de Carbón, tal y como quedan distribuidas en el anexo I.

Los volúmenes de carbón determinados en el precitado anexo I que no puedan ser consumidos por motivo de indisponibilidades técnicas justificadas por incapacidad técnica del sistema o por razones técnicas, se considerarán en los términos previstos en el anexo II.1 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, según redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre.

Segundo. Volúmenes máximos de producción de las centrales.

Los volúmenes máximos de producción de electricidad que se podrán generar en el cuarto trimestre de 2012 en cada una de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, expresados en GWh, son los que se determinan en la siguiente tabla:

Centrales	Vol. máx. anual RDL 13/2012 (GWh)	Producción real acum. a 30/9/2012 (GWh)	Vol. máx. IV trimestre (GWh)
Soto de Ribera 3.	1.225,41	804,49	420,92
Narcea 3.	1.811,06	1.277,18	533,88
Anllares.	1.890,55	1.320,70	569,85
La Robla 2	1.817,87	1.346,59	471,27
Compostilla.	5.783,37	3.942,12	1.841,25
Teruel	5.195,30	3.713,65	1.481,65
Guardo 2.	1.731,29	1.400,52	330,77
Puentenuevo 3	1.173,51	869,29	304,22
Escucha	360,60	285,37	75,23
Elcogás.	1.260,00	909,20	350,80
Total	22.248,96	15.869,12	6.379,83

Las cantidades contenidas en la tabla anterior serán programadas por el Operador del Sistema minimizando el número de arranques, aunque siempre priorizando la seguridad del sistema.

Tercero. Precios de retribución de la energía generada.

1. Los precios unitarios de retribución de la energía de cada uno de los grupos pertenecientes a las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro correspondientes al coste unitario de generación se fijan en los siguientes valores, una vez actualizados convenientemente los costes fijos de operación y mantenimiento:

Centrales	Resumen de costes (Euros/MWh)		
	Costes fijos	Costes variables	Costes totales
Soto de Ribera 3.	37,27	51,49	88,76
Narcea 3.	21,47	53,59	75,06
Anllares.	10,19	55,09	65,28
La Robla 2	20,50	50,99	71,49
Compostilla.	13,34	53,59	66,93
Teruel	11,98	49,75	61,73
Guardo 2.	20,18	57,47	77,65
Puentenuevo 3.	50,36	61,86	112,22
Escucha	11,95	60,47	72,42
Elcogás.	52,37	54,99	107,36

2. Los valores expresados en el apartado primero anterior se han calculado considerando la producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable para 2012, según lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. En el anexo II de la presente resolución se detallan los parámetros utilizados para establecer el coste unitario de generación de las centrales conforme establece el anexo II.1 del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

3. Los valores expresados en el anterior apartado primero referentes a los costes variables serán el valor que se considerará en las ofertas de carácter simple que realizarán las centrales para el cuarto trimestre de 2012, en los cuales se encuentra incluido el peaje de 0,5 €/MWh al que se refiere 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. En caso de efectuarse ofertas complejas de ingresos mínimos, estas se realizarán de acuerdo con lo dispuesto en la disposición final quinta del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. Asimismo, serán incluidos todos aquellos costes en los términos en los que se desarrolle reglamentariamente.

Cuarto. Modificación y revisión de los valores.

1. Los precios de retribución de la energía que se fijan en la presente resolución serán modificados por la Secretaría de Estado de Energía si a lo largo del ejercicio 2012 una central sobrepasa en su funcionamiento la energía programable utilizada para el cálculo del precio de retribución que figura en el anexo que implique una retribución por encima del 5 por ciento de la establecida. En este caso los nuevos precios de retribución de la energía se fijarán teniendo en cuenta el exceso de funcionamiento.

2. De conformidad con lo establecido en el anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, los parámetros contenidos en los anexos de la presente resolución serán revisados por la Comisión Nacional de Energía. A estos efectos la Comisión Nacional de Energía determinará el coste real de aquellos parámetros fijados en los anexos de esta resolución que requieran de los datos de la auditoría de las centrales.

Quinto. *Información sobre carbón.*

1. La Comisión Nacional de Energía podrá recabar del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras la información necesaria sobre las cantidades y calidades del carbón producido y suministrado con el objeto de asegurar que las cantidades de carbón autóctono sometidas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro se adecuen a las fijadas en esta resolución.

2. La Comisión Nacional de Energía podrá solicitar a las empresas titulares de las centrales, al Gestor del Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón y a las empresas mineras referidas en el apartado primero de esta resolución la información sobre los orígenes, calidades y cantidades del carbón.

3. La Comisión Nacional de Energía podrá realizar las labores de inspección y controles aleatorios para determinar los orígenes y calidades del carbón suministrado.

4. La Secretaría de Estado de Energía comunicará a la Comisión Nacional de Energía, antes de finalizar el presente ejercicio el precio del carbón autóctono que retribuye las toneladas consumidas de carbón autóctono PRCA_k (€/t), su poder calorífico superior medio correspondiente PCS_k, así como el coste variable asociado a mermas de combustible de la central k C_{fk} correspondientes al año 2011, e incluyendo y desglosando aquellos conceptos relevantes para poder realizar la liquidación definitiva de los valores de 2011 de acuerdo con lo dispuesto reglamentariamente.

Sexto. *Criterios de realización de auditorías.*

La Secretaría de Estado de Energía establecerá por resolución los criterios para la realización de auditorías de las centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, así como el procedimiento cálculo de la liquidación definitiva de la energía producida por dichas centrales bajo el amparo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

Séptimo. *Efectos.*

La presente resolución surtirá efectos con fecha 1 de octubre de 2012.

Madrid, 28 de noviembre de 2012.–El Secretario de Estado de Energía, Fernando Marti Scharfhausen.

ANEXO I

Cantidades regularizadas de carbón adicional en 2012

Central Térmica	Empresa Minera	Tonelajes y procedencia			Precio (€/Tn)		Calidades consideradas para los suministros de Empresas Míneras.				
		Empresa Minera	AETC	Total	Empresa Minera	A0 AETC	Humedad (%)	Cenizas (%)	Volátiles (%)	Azufre (%)	PCS (te/t)
Soto de Ribera 3	HUNOSA	381.644	0	381.644	64,99	NA	8,97	39,81	18,81	0,81	4457
	Hullera Vasco Leonesa	57.436	32.450	89.886	85,97	88,66	10,93	25,18	10,88	1,75	5589
	Stock en Central			0							
	Total Soto de Ribera 3			471.530							
Narcea 3	CARBONAR	207.445	27.478	234.923	75,45	84,89	9,87	30,35	4,57	0,63	4965
	UMINSA	189.335	11.992	201.327	69,33	84,89	8,02	35,65	6,86	0,79	4841
	Hullera Vasco Leonesa	249.055	0	249.055	90,42	NA	10,93	25,18	10,88	1,75	5589
	Stock en Central			0							
Total Narcea 3			685.305								
Anllares	Coto Minero Cantábrico	245.862	27.609	273.471	72,16	90,20	7,53	36,95	7,31	0,76	4835
	Hijos de Baldomero García	52.606	2.269	54.875	77,67	90,20	6,52	33,80	8,16	0,58	5047
	UMINSA	253.642	28.549	282.191	69,01	90,20	9,49	36,90	6,68	1,32	4613
	Stock en Central			0							
Total Anllares			610.537								
La Robla 2	Hullera Vasco Leonesa	342.328	47.291	389.619	79,62	78,53	10,93	25,18	10,88	1,75	5589
	Stock en Central			0							
	Total La Robla 2			389.619							
Compostilla	Alto Bierzo	213.108	52.972	266.080	75,17	89,40	7,93	33,61	7,81	1,41	4969
	Carbones de Arlanza	18.242	4.855	23.097	78,72	89,40	7,91	32,44	9,36	1,15	5029
	Coto Minero Cantábrico	662.989	175.767	838.756	72,43	90,20	9,67	36,28	10,19	0,88	4700
	UMINSA	763.008	188.955	951.963	69,74	90,20	9,95	36,55	8,10	1,28	4615
	Stock en Central			0							
Total Compostilla			2.079.895								
Teruel	Compañía Gra. Minera Teruel	153.738	0	153.738	39,52	0,00	22,42	28,97	32,90	6,35	3627
	ENDESA	434.620	0	434.620	26,02	0,00	22,59	40,07	28,29	6,74	2920
	SAMCA	1.670.183	0	1.670.183	39,43	0,00	21,21	33,74	32,32	5,25	3480
	Stock en Central			0							
Total Teruel			2.258.541								
Guardo 2	Carbones del Puerto	3.143	0	3.143	60,05	0,00	8,48	31,14	8,53	0,91	5055
	Carbones San Isidro y María	12.202	2.875	15.077	55,01	58,38	10,64	28,53	5,80	0,99	4958
	Hullera Vasco Leonesa	69.354	0	69.354	83,87	0,00	11,33	25,02	11,00	1,79	5504
	UMINSA	86.323	60.813	147.136	76,98	96,57	8,91	35,83	8,26	1,03	4690
	UMINSA (León)	331.926	0	331.926	89,59	0,00	10,06	36,28	8,27	1,12	4580
	Stock en Central			0							
Total Guardo 2			566.635								
Puentenuevo 3	ENCASUR (Puertollano)	370.267	4.040	374.307	79,59	83,14	9,76	34,87	22,60	1,00	4415
	ENCASUR (Peñarroya)	35.000	10.897	45.897	50,89	81,11	6,42	45,09	21,66	0,70	3844
	Stock en Central			28.246							
Total Puentenuevo 3			448.450								
Escucha	La Carbonífera del Ebro	94.000	0	94.000	55,03		19,84	27,17	45,16	8,26	4175(*)
	Stock en Central			44.360							
	Total Escucha			138.360							
Elcogás	ENCASUR	164.335	0	164.335	51,73	0,00	10,75	44,68	23,42	0,83	3561
	Stock en Central			0							
	Total Elcogás			164.335							

(*) Para este caso se utiliza un PCI de 3891

ANEXO II

Parámetros utilizados

El detalle de los parámetros utilizados para establecer el coste unitario de generación de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro contenidas en el anexo II 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, es el siguiente:

1. Los parámetros comunes para todas las centrales son los siguientes:
 - $C_{\$/\text{€}}$ cambio del dólar frente al euro ($\$/\text{€}$) en 1,356. Este valor es la media del mes de noviembre de 2011 publicada en el boletín estadístico del Banco de España.
 - Tr_n tasa financiera de retribución: 8,39%. Para su cálculo se ha utilizado la media móvil de los Bonos del Estado a 10 años entre diciembre de 2010 y noviembre de 2011, incrementada en 300 puntos básicos. La Comisión Nacional de Energía revisará este valor como la media móvil de los meses de enero a diciembre de 2011.
 - PCS' poder calorífico superior del combustible de referencia: para la hulla importada su valor es 6.257 kcal/kg y para el gas natural y el coque de la central de gasificación integrada, sus valores son 10.283 kcal/m³N y 7.777 kcal/kg respectivamente. La Comisión Nacional de Energía revisará estos dos últimos valores para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.
 - P_p , precio de referencia de cada tipo de combustible, su valor es el siguiente:
 - Hulla importada: 114,57 $\$/t$. Este valor es la media del mes de noviembre de 2011 del precio del API#2 publicado por el *Coal Daily de Energy Argus Internacional* que se utilizará para las mezclas de las centrales. Este mismo precio de referencia será usado para el coque cuando sea utilizado en sustitución de carbón importado, aplicado a un PCS de 7.950 kcal/kg.
 - Para la central de gasificación integrada se usarán los siguientes parámetros directos:
 - Coque para la central de gasificación integrada: 16,89 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.
 - Gas natural para la central de gasificación integrada, incluyendo peajes: 20,11 €/MWh en b.c. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.
 - Para los combustibles auxiliares, como el fuel oil, el gasoil o el gas natural, no se ha considerado ningún valor. Este valor será revisado por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor real a partir de los datos de la contabilidad auditada separada, que ofrecerá suficiente desglose para facilitar su cálculo.

La Comisión Nacional de Energía fijará, basándose en los datos auditados de las centrales, cuando sean necesarios, los valores finales de estos parámetros para determinar el coste real de generación.

2. Los parámetros individualizados para cada central, utilizados para el cálculo de los costes fijos, están contenidos en el siguiente cuadro:

Centrales	Potencia neta (P_i) (M W)	Anualidad del coste de la inversión (CIT_i) (M iles de euros)		
		A_i	VNI_{in}	CP_i
Soto de Ribera 3	346,25	21.596,00	172.768,00	4.281,89
Narcea 3	347,47	17.514,04	140.112,35	4.296,98
Anllares	346,84	5.238,00	41.904,00	1.557,82
La Robla 2	355,10	16.421,43	131.371,42	4.391,34
Compostilla	1.143,48	25.052,00	200.416,00	10.505,32
Teruel	1.055,77	14.795,00	118.360,00	4.741,96
Guardo 2	342,43	15.237,72	121.901,74	4.234,65
Puentenuevo 3	299,76	30.400,00	243.200,00	3.706,97
Escucha	142,35	0,00	0,00	639,36
Elcogás	296,44	22.855,83	91.423,33	8.269,61

En el cálculo del componente CPi relativo a los pagos por capacidad se ha tenido en cuenta la reducción con carácter excepcional para el año 2012 de la cuantía de los mismos a que hace referencia el artículo 12 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, anteriormente aludido.

En lo que se refiere al cálculo del valor neto de la inversión se ha utilizado el siguiente procedimiento:

– El valor neto de inversión se calcula a partir del valor de la partida de Instalaciones técnicas de energía eléctrica y maquinaria del epígrafe Inmovilizado Material del balance a 31 de diciembre de 2009, deduciendo las amortizaciones correspondientes para determinar el valor de 2012. Este valor incluye, en su caso, el valor neto de inversión de la planta de desulfuración a la misma fecha y, cuando procede, en los casos en los que se comparte el uso de este activo con otros grupos de la central, no incluidos en el citado real decreto, este valor se prorroga en función de la potencia instalada del grupo frente a la potencia de la central.

– En el importe del valor neto de inversión no se ha incluido ninguna inversión adicional realizada a partir del 1 de enero de 2010, ya que se ha considerado que no se han realizado para cumplir con la obligación de la participación en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. La Comisión Nacional de Energía determinará si, en el caso de que se hayan producido inversiones que incrementen el valor neto de la inversión en las partidas señaladas anteriormente, deben ser incluidas por ser imprescindibles para la participación en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Para ello, la contabilidad separada desglosará los conceptos de nueva inversión.

La Comisión Nacional de Energía fijará, a partir de los resultados de la auditoría contable separada presentada por cada central, el valor neto de la inversión final.

Para el cálculo de la amortización, el procedimiento llevado a cabo estima una vida útil media restante, desde la fecha en que se considera el valor neto contable (a 31 de diciembre de 2009) de diez años, excepto para la planta de gasificación de Elcogás cuya vida útil restante es de seis años, aplicada al valor neto de inversión.

La Comisión Nacional de Energía fijará en función de los resultados de la auditoría contable separada presentada por cada central, la vida útil real de cada instalación en función del año de puesta en servicio de la central y teniendo en cuenta las posibles extensiones de vida útil existentes por las inversiones realizadas a lo largo de la vida de la central. Para ello, la contabilidad separada contendrá detalle suficiente sobre la política de amortización realizada hasta 2011 para la central auditada.

Finalmente, la Comisión Nacional de Energía auditará el pago efectuado a cada una de las instalaciones en concepto de pago por capacidad y la energía real producida para efectuar el cálculo del coste fijo unitario para cada grupo generador.

3. Los parámetros individualizados para cada central, utilizados para el cálculo de los costes variables, están contenidos en el siguiente cuadro:

Costes variables

Centrales	Coste del Combustible					Cf _i	CO ₂
	FCA _i	PRCA _i	ConsEsp _i	PCS _i	PRL _i		
Soto de Ribera 3	0,800	68,413	2,597	4,671	8,59	0,2300	9,89
Narcea 3	0,850	77,502	2,636	5,027	14,45	0,1000	10,11
Anllares	0,700	71,219	2,748	4,764	20,96	0,3000	10,74
La Robla 2	0,900	76,531	2,741	5,589	16,77	0,2300	10,07
Compostilla	0,800	72,419	2,568	4,700	21,79	0,1400	10,52
Teruel	0,560	36,533	2,670	3,382	24,02	0,2200	9,97
Guardo 2	0,750	84,846	2,548	4,731	20,96	0,3200	9,59
Puentenuevo 3	0,900	72,235	2,668	4,154	28,40	0,3000	10,72
Escucha	0,500	53,104	3,078	4,175	26,35	0,0600	10,04
Elcogás	0,234	51,151	2,527	3,561	42,35	0,0000	7,01

* El cálculo del FCA no incluye consumos de combustibles auxiliares.

- Los valores de PRCAi se obtienen, en función de la calidad con las siguientes fórmulas paramétricas:
- Para hulla y antracita, el precio se obtiene de la siguiente fórmula:

$$P_{H+A}(\text{€}/t) = \frac{A_0(\text{€}/t)}{1000} \times \left\{ [1000 + 3'53 \times (V - 20) + 20 \times (25 - C)] \times \frac{88 - H}{78} \times \left[1 - \left(\frac{1000}{PCS} \times S - 0'24 \right) \times 0'05 \right] \right\} \quad (i)$$

Si $V > 20 \Rightarrow V = 20$

- Para las hullas subbituminosas (Lignitos):
- a) Para el caso de los carbones procedentes de la Carbonífera del Ebro:

$$P_L(\text{€}/t) = B_0 \times PCI$$

- b) Para el resto de los casos:

$$P_L(\text{€}/t) = B_0 \times 1'0087 \times \left(PCS + 18'86(40'3 - C) + 14'29(17 - H) + 607 \left[1'664 - 1000 \frac{S}{PCS} \right] \right),$$

Donde:

- PCS = Poder calorífico superior de los carbones suministrados, sobre muestra bruta, expresado en termias por tonelada.
- PCI = Poder calorífico inferior de los carbones suministrados, sobre muestra bruta, expresado en termias por tonelada.
- V = Contenido en volátiles expresado en porcentaje sobre muestra seca. Si $V > 20$ se tomará como valor 20.
- C = Contenido en cenizas expresado en porcentaje sobre muestra seca.
- H = Contenido en humedad total.
- S = Contenido en azufre expresado en porcentaje sobre muestra bruta.
- A_0 = Precio base pactado entre las partes, para las hullas y antracitas (€/t).
- B_0 = Precio base pactado entre las partes, para las hullas subbituminosas (€/te de PCS ó PCI según contrato).
- P_{H+A} = Precio resultante para la hulla y antracita, expresado en €/t.
- P_L = Precio resultante para las hullas subbituminosas, expresado en €/t.

– Los datos utilizados para el cálculo del ConsEsp son los declarados por las empresas titulares de cada una de las centrales. Estos valores serán revisados por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor final.

– Las características de los carbones utilizadas para el cálculo de los costes han sido los correspondientes a los suministros térmicos de 2011 para cada suministrador y central. Estos valores serán revisados por la Comisión Nacional de Energía para determinar su valor final, en función de los suministros reales.

– Los valores utilizados para el cálculo del PRL están basados en un término fijo de 4,68 €/t y un variable de 9,3 c€/Km, en función de la distancia desde el puerto de referencia a la respectiva central térmica. El valor variable será revisado por la Comisión Nacional de Energía aplicando proporcionalmente al alza o a la baja el valor medio del gasóleo en el periodo de aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2012, considerando las distancias entre puerto y central que le proporcione la Secretaría de Estado de Energía. Para el coste variable se ha utilizado el valor de 130,70 c€/litro de gasóleo de automoción, correspondiente al mes de noviembre de 2011. Para su revisión se utilizará el precio publicado en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

– El Cf se fija provisionalmente como la media entre las existencias iniciales estimadas (a 31 de diciembre de 2011) y finales (estimadas a 31 de diciembre de 2012), existentes en cada central, valoradas a su precio de adquisición. El cálculo definitivo se realizará teniendo en cuenta las existencias a final de cada mes.

– Los costes de CO₂ han sido calculados en base a la cotización media del mes de noviembre de 2011 del *EUA Futures Contracts* en el mercado ECX para el año siguiente, con un valor de 9,67 € por tonelada de CO₂. Para el cálculo del coste unitario se han tenido en cuenta los valores de los factores de emisión publicados por la Comisión Nacional de Energía el 22 de junio de 2011.

En el PRCAi están incluidos, en su caso, los costes logísticos y de gestión correspondientes al Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón, fijado para 2012 en 8,54 €/t.

La Comisión Nacional de Energía fijará, basándose en los datos auditados de las centrales cuando sean necesarios, los valores finales de estos parámetros para determinar el coste variable real de generación.