

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**20651** *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.*

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.

Asimismo, en el apartado 2 del citado anexo del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, se establece que las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales serán las que se fijen para cada año por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y sólo se aplicarán a las cantidades de carbón que se benefician de ayudas de Estado, de acuerdo con el reglamento CE nº 1407/2002, 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 ha sido reemplazado dicho Reglamento CE nº 1407/2002 por la Decisión del Consejo 2010/787/UE, 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.

Durante el año 2011 no se ha conseguido alcanzar el volumen de energía previsto, al existir indisponibilidades sobrevenidas por la incapacidad técnica del sistema y por causas técnicas y, por tanto, no se han llegado a consumir las toneladas previstas. Dichos volúmenes y cantidades serán, por tanto, consideradas para el año 2012.

Asimismo y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 134/2010 de 12 de febrero, constatado que el precio de carbón internacional API #2 ha superado los 75 €/t, se hace necesario actualizar los precios de compra del carbón autóctono.

Finalmente, y a fin de simplificar el proceso de liquidación previsto, la presente resolución incluye los precios de adquisición a considerar por las centrales térmicas para cada proveedor y para una calidad determinada de carbón que también quedará explícita en esta misma resolución.

De acuerdo con lo anterior, en esta resolución se fijan para el 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 de carbón autóctono a adquirir y consumir por los titulares de las centrales.

En su virtud, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. *Cantidades de carbón autóctono a consumir en 2012.*

Las cantidades de carbón autóctono a consumir en 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, en las cantidades que se indican en la siguiente tabla.

Centrales	Energía pendiente (GWh)
Soto de Ribera 3 . . . . .	165,32
Narcea 3 . . . . .	273,37
Anllares . . . . .	378,42
La Robla 2 . . . . .	935,15
Compostilla . . . . .	1.025,00
Teruel . . . . .	1.091,75
Guardo 2 . . . . .	328,42
Puentenuevo 3 . . . . .	397,74
Escucha . . . . .	0,00
Elcogás . . . . .	270,35
Total . . . . .	4.865,51

Esta energía será producida con las cantidades de carbón adquiridas y no consumidas durante el ejercicio 2011.

El resto de la energía se producirá con las cantidades adicionales expresadas en toneladas y distribuidas por origen que aparecen en el anexo I. Se incluyen por tanto en dicho anexo los precios de adquisición con las calidades de carbón consideradas, para cada empresa suministradora. No obstante, el precio indicado para el Almacén Estratégico Temporal de Carbón corresponde a las calidades pactadas en el momento de la adquisición por parte del gestor del Almacén Estratégico Temporal de Carbón a las empresas mineras. Para el cálculo de los costes de combustible se han utilizado las fórmulas paramétricas definidas en el anexo II, empleando para ello las calidades medias disponibles del año 2011, según se especifica en dicho anexo II. En la liquidación anual 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, así como por las cantidades anteriormente adquiridas por la central térmica y que son de su propiedad. Las cantidades a adquirir a las empresas y al Almacén Estratégico Temporal de Carbón se entregarán mensualmente en partes iguales, salvo que las agentes lleguen a otros compromisos.

Los volúmenes de carbón determinados en el anexo I que no puedan ser consumidos por motivo de indisponibilidades técnicas justificadas por incapacidad técnica del sistema o por razones técnicas, serán transferidos para el siguiente periodo.

Segundo. *Volúmenes máximos de producción de las centrales.*

Los volúmenes máximos de producción de electricidad que se podrán generar en 2012 en cada una de las centrales adscritas al procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, expresados en GWh por trimestre, aunque sujetos a la disponibilidad

real de las centrales y las condiciones hidráulicas y eólicas del sistema, así como a la evolución de la demanda, son los que se determinan en la siguiente tabla:

Centrales	GWh Generados	GWh Generados	GWh Generados	GWh Generados	GWh Generados
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Total
Soto de Ribera 3. ....	367,63	299,54	394,86	299,54	1.361,57
Narcea 3. ....	543,32	442,70	583,56	442,70	2.012,29
Anllares. ....	567,16	462,13	609,18	462,13	2.100,61
La Robla 2. ....	545,36	444,37	585,76	444,37	2.019,85
Compostilla. ....	1.735,01	1.413,71	1.863,53	1.413,71	6.425,97
Teruel. ....	1.558,59	1.269,96	1.674,04	1.269,96	5.772,56
Guardo 2. ....	519,39	423,20	557,86	423,20	1.923,66
Puentenuevo 3. ....	352,05	286,86	378,13	286,86	1.303,90
Escucha. ....	108,18	88,15	116,19	88,15	400,67
Elcogás. ....	378,00	308,00	406,00	308,00	1.400,00
Total. ....	6.674,69	5.438,62	7.169,11	5.438,62	24.721,08

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 (€/MWh)		
	Costes fijos	Costes variables	Costes totales
Soto de Ribera 3. ....	33,32	50,97	84,29
Narcea 3. ....	19,17	53,32	72,49
Anllares. ....	9,17	55,69	64,86
La Robla 2. ....	18,30	51,02	69,32
Compostilla. ....	11,91	53,54	65,45
Teruel. ....	10,78	49,72	60,50
Guardo 2. ....	18,01	57,42	75,43
Puentenuevo 3. ....	45,12	60,09	105,21
Escucha. ....	10,76	60,24	71,00
Elcogás. ....	46,58	55,00	101,58

2. Los valores expresados en el párrafo 1 anterior se han calculado considerando una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable para 2012 en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro del apartado segundo. En el anexo II 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 párrafo 1 anterior referentes a los costes variables serán el valor que se considerará en las ofertas de carácter simple que realizarán las centrales para 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 realizarse ofertas complejas de ingresos mínimos 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 el anexo 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 el anexo 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 Restructuración 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 punto primero de esta resolución la información sobre los orígenes, calidades y cantidades del carbón suministrado.

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 del 30 de septiembre de 2012 el precio del carbón autóctono que retribuye las toneladas consumidas de carbón autóctono PRCAk (€/t), su poder calorífico superior medio correspondiente PCSk, así como el coste variable asociado a mermas de combustible de la central k Cfk 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 el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 30 de diciembre de 2011.–El Secretario de Estado de Energía, Fabrizio Hernández Pampaloni.

## ANEXO I

## Cantidades de carbón adicionales en 2012

Central Térmica	Empresa Minera	Tonelajes y procedencia			Precio (€/Tn)		Calidades consideradas para los suministros de Empresas Mineras				
		Empresa Minera	AETC	Total	Empresa Minera	AETC	Humedad (%)	Cenizas (%)	Volátiles (%)	Azufre (%)	PCS (te/t)
Soto de Ribera 3	HUNOSA	402.000	0	402.000	64,99	0,00	8,97	39,81	18,81	0,81	4457
	Hullera Vasco Leonesa	63.818	36.000	99.818	89,08	92,25	11,33	25,02	11,00	1,79	5589
	Stock en Central			30.452							
	Total Soto de Ribera 3			532.270							
Narcea 3	CARBONAR	206.662	27.478	234.140	75,45	77,19	9,87	30,35	4,57	0,63	4965
	UMINSA	242.569	11.992	254.561	69,33	75,60	8,02	35,65	6,86	0,79	4841
	Hullera Vasco Leonesa	280.000	0	280.000	89,08	0,00	10,93	25,18	10,88	1,75	5571
	Stock en Central			0							
Total Narcea 3			768.701								
Anllares	Coto Minero Cantábrico	282.766	27.609	310.375	72,16	79,53	7,53	36,95	7,31	0,76	4835
	Hijos de Baldomero García	60.013	2.269	62.282	77,67	79,26	6,52	33,80	8,16	0,58	5047
	UMINSA	294.142	28.549	322.691	69,01	79,85	9,49	36,90	6,68	1,32	4613
	Stock en Central			0							
Total Anllares			695.348								
La Robla 2	Hullera Vasco Leonesa	421.164	57.607	478.771	79,62	82,25	10,93	25,18	10,88	1,75	5589
	Stock en Central			0							
	Total La Robla 2			478.771							
Compostilla	Alto Bierzo	255.436	52.972	308.408	75,17	82,95	7,93	33,61	7,81	1,41	4969
	Carbones de Arlanza	21.283	4.855	26.138	78,72	81,51	7,91	32,44	9,36	1,15	5029
	Coto Minero Cantábrico	753.598	175.767	929.365	72,43	78,37	9,67	36,28	10,19	0,88	4700
	UMINSA	874.498	188.955	1.063.453	69,74	78,15	9,95	36,55	8,10	1,28	4615
	Stock en Central			33.410							
	Total Compostilla			2.360.774							
Teruel	Compañía Gra. Minera Teruel	141.170	0	141.170	39,52	0,00	22,42	28,97	32,90	6,35	3627
	ENDESA	400.000	0	400.000	26,02	0,00	22,59	40,07	28,29	6,74	2920
	SAMCA	1.528.370	0	1.528.370	39,43	0,00	21,21	33,74	32,32	5,25	3480
	Stock en Central			0							
	Total Teruel			2.069.540							
Guardo 2	Carbones del Puerto	3.072	0	3.072	60,05	0,00	8,48	31,14	8,53	0,91	5055
	Carbones San Isidro y María	22.427	2.875	25.302	55,01	62,16	10,64	28,53	5,80	0,99	4958
	Hullera Vasco Leonesa	72.396	0	72.396	83,87	0,00	11,33	25,02	11,00	1,79	5504
	UMINSA	99.636	60.813	160.449	76,98	84,95	8,91	35,83	8,26	1,03	4690
	UMINSA (León)	383.115	0	383.115	89,59	0,00	10,06	36,28	8,27	1,12	4580
	Stock en Central			0							
Total Guardo 2			644.334								
Puentenuevo 3	ENCASUR (Puertollano)	369.495	4.040	373.535	79,59	79,57	9,76	34,87	22,60	1,00	4415
	ENCASUR (Peñarroya)	35.000	10.897	45.897	50,89	0,00	6,42	45,09	21,66	0,70	3844
	Stock en Central			105.621							
	Total Puentenuevo 3			525.053							
Escucha	La Carbonífera del Ebro	110.000	0	110.000	55,03	0,00	21,72	27,06	45,47	7,37	4011
	Stock en Central			43.734							
	Total Escucha			153.734							
Elcogás	ENCASUR	187.584	0	187.584	51,73	0,00	10,75	44,68	23,42	0,83	3561
	Stock en Central			0							
	Total Elcogás			187.584							

## 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/m<sup>3</sup>N 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:

Costes fijos

Centrales	Potencia neta (P <sub>i</sub> ) (MW)	Anualidad del coste de la inversión (CIT <sub>i</sub> ) (Miles de euros)		
		A <sub>i</sub>	VNI <sub>in</sub>	CP <sub>i</sub>
Soto de Ribera 3	346,25	21.596,00	172.768,00	4.584,86
Narcea 3	347,47	17.514,04	140.112,35	4.601,02
Anllares	346,84	5.238,00	41.904,00	1.557,82
La Robla 2	355,10	16.421,43	131.371,42	4.702,05
Compostilla	1.143,48	25.052,00	200.416,00	11.101,92
Teruel	1.055,77	14.795,00	118.360,00	4.741,96
Guardo 2	342,43	15.237,72	121.901,74	4.534,28
Puentenuevo 3	299,76	30.400,00	243.200,00	3.969,26
Escucha	142,35	0,00	0,00	639,36
Elcogás	296,44	22.855,83	91.423,33	9.038,89

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 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 10 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.

1. 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 <sub>i</sub>	CO <sub>2</sub>
	FCA <sub>i</sub> *	PRCA <sub>i</sub>	ConsEsp <sub>i</sub>	PCS <sub>i</sub>	PRL <sub>i</sub>		
Soto de Ribera 3	0,800	68,841	2,597	4.671	8,59	0,2300	9,89
Narcea 3	0,850	77,084	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	4.011	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 PRCA<sub>i</sub> se obtienen, en función de la calidad con las siguientes fórmulas paramétricas:

- Para hulla y antracita, el precio se obtiene de la siguiente fórmula:

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

$$\text{Si } V > 20 \Rightarrow V = 20$$

- 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<sub>0</sub> = Precio base pactado entre las partes, para las hullas y antracitas (€/t).
- B<sub>0</sub> = Precio base pactado entre las partes, para las hullas subbituminosas (€/te de PCS ó PCI según contrato).
- P<sub>H+A</sub> = Precio resultante para la hulla y antracita, expresado en €/t.
- P<sub>L</sub> = 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, Turismo y Comercio.
- 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. 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.