

RESUMEN EJECUTIVO

LAS TRAMPAS DEL CARBÓN

Informe sobre las centrales térmicas de
carbón en España

Septiembre 2015

Índice de contenido

- 1.- Introducción.
- 2.- Situación de las instalaciones de combustión que utilizan carbón en España.
 - 2.1.- Características generales.
 - 2.2.- Impactos de las emisiones de las centrales térmicas: daños a la salud y al medio ambiente y contribución al cambio climático.
 - 2.3.- Compatibilidad de las centrales térmicas españolas con la normativa europea.
 - 2.4.- Los Valores Límite de Emisión y el Proceso de Sevilla.
 - 2.5.- El PNT Español.
- 3.- Ayudas del Gobierno español al carbón.
 - 3.1.- ¿Quién financia a las instalaciones de combustión que consumen carbón?.
 - 3.2.- Un intento de prolongar las ayudas a la quema de carbón autóctono: propuesta de mecanismo de capacidad por inversión para la desnitrificación.
- 4.- Conclusiones.
- 5.- Glosario.

1. Introducción

El uso de carbón para la producción de energía causa daños irreparables a la salud y al medio ambiente debido a sus emisiones de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), partículas, mercurio (Hg), gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO₂) y otras sustancias (arsénico, plomo, cadmio, haluros etc.).

En España, los sucesivos gobiernos han permitido a las centrales térmicas (CT) de carbón que se acojan a excepciones, consintiéndoles emitir por encima de los niveles de contaminantes permitidos por la normativa europea, principalmente los fijados por la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (DGIC) de 2001¹. Incluso han accedido a que emitan por encima de los valores límite de emisión (VLE), fijados en el documento de Referencia sobre Mejores Técnicas Disponibles o BREF (Best Available Techniques Reference Document) de 2006, que una CT puede alcanzar si pone en práctica las mejores técnicas disponibles (MTDs). Dichos VLE son obligatorios de acuerdo con la DGIC y con la Directiva de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (Directiva PCIC).

A partir del 1 de enero de 2016, las grandes instalaciones de combustión (GIC) deberían operar de conformidad con los VLE establecidos en la Directiva de Emisiones Industriales (DEI) de 2010². Sin embargo, 26 de las 27 instalaciones que utilizan carbón se han acogido a alguna de las excepciones previstas en la DEI (Ver Tabla 1):

1. **Plan Nacional Transitorio (PNT)** que les permitirá emitir más SO₂, NO_x y partículas hasta el 1 de julio de 2020, bajo la condición de que en esa fecha se adapten a los VLE más rigurosos previstos en la DEI. El PNT español fue aprobado por la Comisión Europea (CE) el 29 de mayo de 2015, y será de aplicación a partir del 1 de enero de 2016.
2. **Excepción por vida útil limitada (EVUL)** que les permite quedar exentas de cumplir con los VLE e índices de desulfuración que establece la DEI, siempre que cumplan unas determinadas condiciones³. Una de ellas era la obligación de presentar por parte del titular de la instalación, y antes del 1 de enero de 2014, una declaración escrita a la autoridad competente, comprometiéndose a no funcionar durante más de 17.500 horas a partir de enero de 2016 hasta, como mucho, el 31 de diciembre de 2023.

El plazo para acogerse a una u otra excepción finalizó el 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, España ha sido el único país de la UE, que con la transposición de la DEI en el ordenamiento jurídico español⁴, ha permitido que las CT puedan decidir optar por una de las dos excepciones hasta el 1 de octubre de 2015. Esto ha ofrecido más tiempo a las CT para decidir cuál es la excepción que más les conviene desde el punto de vista de su estrategia empresarial. Pero hasta esa fecha aún existe la posibilidad de que al menos una potencia de 4.277 MW generada con carbón decida retirarse del sistema de abastecimiento en 2023. Las CTs incluidas en ambas excepciones y que representan 4.277 MW de potencia instalada en el sistema eléctrico español son CT de Aboño (GR I), Andorra (GR I), Anllares, As Pontes (GR I, II, III y IV), Compostilla (GR II y GR III), Compostilla (GR IV y GR V), Velilla (GR I) y Velilla (GR II).

Basándose en el análisis de la normativa europea y nacional así como su aplicación, este informe presenta la situación de las CT de carbón en España y realiza un análisis al objeto de determinar si estas CT son tan necesarias como afirma el Gobierno español para garantizar la seguridad en el

suministro de energía tanto a los hogares como a las actividades económicas. Para ello, primeramente, se analiza la situación actual de las CT, realizando una radiografía de sus principales características y examinando tanto sus impactos a la salud y al medio ambiente así como su adecuación a la normativa de la Unión Europea (UE). En segundo lugar, se estudian las ayudas de Estado que recibe en España el carbón, ayudas que cubren tanto su extracción como su quema para la producción de electricidad.

Este análisis permite concluir que es demasiado costoso seguir prorrogando e incentivando el uso de un combustible fósil que:

1. No es necesario para garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico español, al contrario de lo que insiste en argumentar el Gobierno español.
2. Ha sido el responsable de alrededor del 13% del total de emisiones nacionales de GEI en el año 2014 y de unos 3.700 millones de euros anuales en costes para la salud⁵, que podrían ascender hasta 11.884 millones de euros, una vez que se aplique el PNT español.
3. Se mantiene en gran parte gracias a subsidios e incentivos tanto para su extracción, en el caso del carbón autóctono, como para su quema, en el caso tanto del carbón de importación como del carbón autóctono. A día de hoy, estos subsidios le han costado a los ciudadanos más de 32 mil millones de euros.

2. Situación de las instalaciones de combustión que utilizan carbón en España

2.1. Características generales

En el año 2015, en España, están registradas 171 GIC⁶. De éstas, 27, que equivalen a un total de 37 unidades de producción⁷, utilizan el carbón como combustible, bien como fuente principal, bien como fuente accesoria (Ver Tabla 2).

Exceptuando las instalaciones de Solvay I y Cogecan, que pertenecen al sector industrial, el resto de instalaciones de combustión que operan con carbón pertenecen al sector eléctrico. Éstas representan un 10,7% del total de potencia instalada⁸ en la España peninsular y un 20,5% del total de potencia instalada en el sistema no peninsular⁹, que incluye únicamente a las Islas Baleares. Es decir, de los 107.954 MW de potencia eléctrica instalada en España, 11.482 MW son de carbón.

En el año 2014, el carbón cubrió un 16,5% de la demanda anual de energía eléctrica en el denominado sistema peninsular, lo que convierte a este combustible fósil en la tercera fuente de electricidad utilizada por detrás de la nuclear (22 %) y la eólica (20,3%)¹⁰. En las Islas Baleares, el 40,2% de la demanda de energía estuvo cubierta por la CT de Alcúdia, única CT de carbón existente en Baleares y primera fuente de electricidad para este archipiélago¹¹. La producción de energía eléctrica con carbón en el sistema peninsular, ascendió un 13%¹² con respecto a la producción en 2013, siendo el único combustible fósil que aumentó su producción¹³. De hecho, durante 2014 España fue el único país de la UE que aumentó su producción de energía con carbón¹⁴.

En el año 2015, datos recientes de REE muestran cómo la producción de energía con carbón en el sistema peninsular, durante el período de enero a julio, aumentó en un 42% con respecto al mismo

período del año anterior. Durante las olas de calor del mes de julio de 2015, en el que llegaron a alcanzarse temperaturas de hasta 45°C, el carbón cubrió un 25,4% de la demanda peninsular y fue la principal fuente de combustible utilizada¹⁵.

El Gobierno de España y los sectores minero y eléctrico argumentan para seguir defendiendo el uso del carbón para producir energía que, al ser una fuente de energía primaria autóctona, permite reducir los problemas relativos a la seguridad de suministro energético que afectan al mercado eléctrico español, como son la intermitencia de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable o la falta de capacidad de una interconexión adecuada entre el sistema eléctrico español y otros grandes mercados de electricidad europeos¹⁶. Sin embargo, la realidad es bien diferente ya que actualmente nos encontramos con un sistema eléctrico colapsado y con una capacidad excedentaria de alrededor del 30%¹⁷. Esto se traduce en un exceso de capacidad de unos 12.000 MW, a los que aproximadamente, hay que añadir 2.000 MW correspondientes a los servicios de interrumpibilidad¹⁸.

Actualmente en España, las centrales que consumen carbón para generar electricidad tienen una potencia instalada de 11.482 MW¹⁹, por lo que aún prescindiendo absolutamente del carbón para producir energía, la seguridad de suministro no se vería afectada ya que el índice de cobertura²⁰ seguiría manteniéndose por encima del 1,1, valor considerado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) como el necesario para garantizar la cobertura de los picos de demanda.

Ilustración 1.-Evolución del índice de cobertura mínimo peninsular (2007-2014)



Fuente: REE, *El Sistema Eléctrico Español*, 2014.

2.2. Impactos de las emisiones de las centrales térmicas: daños a la salud y al medio ambiente y contribución al cambio climático

La quema de combustibles fósiles que tiene lugar durante los procesos de combustión de las GIC contribuye de manera muy significativa a la emisión de agentes contaminantes a la atmósfera²¹. Los principales contaminantes derivados de la combustión de combustibles fósiles son: el SO₂, NO_x, CO, partículas, mercurio (Hg), GEI como el CO₂ y otras sustancias como el arsénico, el plomo, el cadmio o, determinados tipos de haluros, entre otros²². Estos provocan efectos muy perjudiciales tanto sobre la salud de las personas como sobre el medio ambiente, además de contribuir al cambio climático

Las instalaciones de combustión que utilizan carbón, constituyen la mayor fuente de emisiones de arsénico, Hg y SO₂ de toda Europa²³. Éste último, junto con el NO_x, la ceniza y el hollín procedentes de la combustión del carbón constituye una de las principales causas de la lluvia ácida, el *smog* y de la contaminación por partículas microscópicas (PM_{2,5}). Las PM_{2,5} son una de las mayores amenazas ambientales contra la salud y señalada recientemente por la Organización Mundial de la Salud (OMS) como la principal causa ambiental de las muertes por cáncer²⁴. La contaminación provocada por las instalaciones de combustión que utilizan carbón en la UE causó aproximadamente unas 22.300 muertes prematuras en el año 2010, de las cuales unas 536 se produjeron en España²⁵. Además, debido a las emisiones de Hg procedentes de la quema de carbón, más de 1,8 millones de bebés nacen al año en el mundo con niveles de Hg por encima del límite de seguridad, de los cuales 200.000 solo en la UE²⁶.

Impactos del carbón

- El carbón es la mayor fuente de contaminación por CO₂, principal responsable del cambio climático.
- La minería del carbón destruye ecosistemas, emite niveles tóxicos de minerales y gases (incluyendo el metano que es un potente GEI) en el agua y el aire y expone a los mineros y a quienes viven en sus cercanías a las partículas de carbón y otras toxinas.
- Además del CO₂, la combustión de carbón emite millones de toneladas de SO_x y NO_x en el aire que generan la lluvia ácida y el *smog*.
- La combustión de carbón también produce partículas que generan contaminación atmosférica y problemas respiratorios y otros problemas en la salud de las personas.
- Otro subproducto de la quema de carbón es el Hg que se infiltra en la cadena alimentaria y ataca al sistema nervioso humano. Los niños y los bebés cuyo sistema nervioso está en desarrollo son especialmente vulnerables.
- La quema de carbón genera millones de toneladas de residuos que contienen niveles tóxicos de metales pesados y minerales. Éstos acaban en su mayoría en vertederos o en balsas y representan una amenaza para la salud y el medio ambiente.

El carbón es la fuente más grande e importante de contaminación por CO₂, principal responsable del cambio climático. Más del 80% de las emisiones de GEI anuales en España son emisiones de CO₂, procediendo fundamentalmente de la combustión directa de combustibles para la obtención de energía y calor²⁷.

En 2014, las emisiones de CO₂ totales en España alcanzaron los 225 millones de toneladas²⁸, de las cuales 60,5 millones corresponden a las emisiones de CO₂ del sector eléctrico peninsular²⁹, y de esas, alrededor de 41 millones de toneladas son solamente debido a la producción de energía con carbón³⁰ (Ver tabla 3). El carbón es el combustible fósil más contaminante y es el responsable de aproximadamente el 70% de las emisiones CO₂ de todo el sector de producción de electricidad.

Su uso es una opción que choca frontalmente con los objetivos que se pretenden conseguir en la Conferencia de las Partes (COP) 21 del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, que se celebrará en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015. La COP de París, es un encuentro crucial que debe desembocar en un nuevo acuerdo internacional sobre el clima que sea ambicioso, vinculante y aplicable a todos los países, con el objetivo de mantener el calentamiento global lo más alejado posible de un aumento de 2°C, o incluso 1,5°C.

2.3. Compatibilidad de las centrales térmicas españolas con la normativa europea

Con el fin de evitar, reducir y eliminar la contaminación derivada de las GIC, es necesario controlar las emisiones procedentes de dichas instalaciones³¹. Las dos principales normas de la UE a las que están sometidas dichas instalaciones son:

- La Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2001 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (DGIC) y,
- La Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (Directiva de Emisiones Industriales-DEI). La DEI deroga a la DGIC a partir del 1 de enero de 2016.

A fin de reducir los impactos sobre la salud y el medio ambiente, la DEI establece VLE más rigurosos y controles más precisos en la UE que los de la DGIC. A partir del 1 de enero de 2016, las GIC ya existentes que quieran seguir en funcionamiento³² deberán incluir en sus permisos condiciones que garanticen que sus emisiones a la atmósfera no superen los VLE establecidos en la parte 1 del anexo V de la DEI³³, que son límites más exigentes que los que debían cumplir bajo la DGIC. No obstante, la DEI permite algunas excepciones a esos VLE más estrictos, principalmente a través de:

- **El PNT³⁴:** la DEI regula la posibilidad para determinadas centrales de operar exentas del cumplimiento de los VLE de SO₂, NO_x y partículas que fija la DEI en la parte 1 del anexo V, durante el período que va desde el 1 de enero de 2016 hasta el 30 de junio de 2020. De esta manera, los Estados Miembro (EE.MM) que quisieran acogerse a esta exención deberían haber presentado sus propuestas de planes ante la CE antes del 1 de enero de 2013³⁵. Entre el contenido obligatorio³⁶, los PNT deben incluir las medidas previstas para que cada instalación que esté

sometida a él cumpla, como mínimo, con los VLE fijados por la DEI a partir del 1 de julio de 2020³⁷.

- **La exención por vida útil limitada (EVUL)³⁸**: la DEI regula la posibilidad de que determinadas instalaciones de combustión queden exentas de los VLE e índices de desulfuración que establece la DEI, **y de su inclusión dentro del PNT** siempre que cumplan unas determinadas condiciones³⁹. Entre éstas se encuentra la obligación de presentar por parte del titular de la instalación, y antes del 1 de enero de 2014, una declaración escrita a la autoridad competente, comprometiéndose a no funcionar durante más de 17.500 horas a partir de enero de 2016 hasta como mucho, el 31 de diciembre de 2023⁴⁰.

En la actualidad, las CT españolas están sometidas a la DGIC dado que su vigencia finaliza el 1 de enero de 2016. La DGIC también preveía una serie de excepciones a sus VLE, entre ellas estaba la posibilidad de incluir las GIC en un Plan Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE)⁴¹. España optó principalmente por esta fórmula (Ver Tabla 1) y así, hasta el 31 de diciembre de 2015, la mayor parte de las CT de carbón en España han podido emitir SO₂, NO_x y partículas por encima de los VLE más rigurosos de la DGIC.

A partir del 1 de enero de 2016, tanto el Gobierno como las empresas eléctricas, han optado por seguir produciendo energía a partir del carbón, sin ninguna intención de reducir las emisiones de estas centrales para adaptarlas a los VLE que fija la DEI, como ya lo hizo anteriormente, permitiendo la inclusión de estas en el PNRE. Así, 25 de las 27 instalaciones de combustión que utilizan carbón (todas excepto Alcudia⁴² y La Pereda) han decidido acogerse bien a una de las dos excepciones que regula la DEI, bien a ambas. Esto constituye un incumplimiento de la DEI⁴³ debido a su incorrecta transposición en el ordenamiento jurídico español⁴⁴. La DEI claramente regula que dichas excepciones son excluyentes. Es decir, que las instalaciones de combustión deberán optar bien por el PNT, bien por la EVUL.

Las CT españolas siempre se han acogido a las excepciones previstas por la normativa europea, retrasando así la reducción de emisiones de contaminantes que tantos perjuicios provocan a la salud y al medio ambiente, a pesar de que esto es posible tanto desde el punto de vista técnico como económico. La falta de voluntad de estas empresas por mejorar la calidad atmosférica y la eficiencia de sus térmicas es evidente. Por lo que, si bien se habrían podido reducir las emisiones de SO₂, NO_x y partículas en el año 2008, tendremos que esperar como mínimo hasta 2020 para que las centrales térmicas reduzcan sus emisiones.

2.4. Los Valores Límite de Emisión y el Proceso de Sevilla

Las CT incluidas en el PNRE, aprobado bajo la DGIC, no estaban excluidas de la obligación de que los VLE establecidos en sus Autorizaciones Ambientales Integradas (AAIs) previstas en la Directiva de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (Directiva PCIC) estuvieran basados en las Mejores Técnicas Disponibles (MTDs) definidas bajo esa Directiva⁴⁵. Asimismo, esta obligación es también de aplicación al PNT en virtud de la DEI⁴⁶. El artículo 9.4 de la Directiva PCIC, exigía basar los VLE, establecidos en los permisos, en las MTDs. Las MTDs se definen en los documentos denominados BREFs ((Best Available Techniques Reference Document) o documento de referencia MTD⁴⁷. Ese artículo proseguía “(...) sin prescribir la utilización de una técnica o tecnología específica (...)”, pero de entre las MTDs.

Por tanto, el hecho de que una CT estuviera incluida en el PNRE no eximía a la correspondiente administración autonómica de que, a la hora de conceder la AAI, estableciera entre las condiciones de esa autorización VLE basados en las MTDs. Sin embargo, en la actualidad la mayoría de las AAIs de las CT autorizan VLE muy superiores a los establecidos de conformidad con las MTDs para GIC incluidas en el BREF de 2006 (Ver Tabla 4).

Esto es alarmante ya que, a partir del 1 de enero de 2016, tanto las instalaciones incluidas en el PNT como las que hayan optado por la EVUL, no sólo no reducirán sus emisiones siguiendo los VLE más rigurosos establecidos en la DEI, sino que sus AAIs, vigentes en la actualidad y otorgadas por los respectivos gobiernos autonómicos, ni siquiera reflejan los VLE establecidos en el BREF del año 2006, los cuales deberían ser los fijados como obligatorios para todas las centrales. Además, algunas incluso no reflejan los VLE establecidos en la DGIC, los cuales, son menos estrictos que los fijados en el BREF de 2006.

El intercambio de información sobre las MTDs y las actividades de control recibe en ocasiones la denominación de “proceso de Sevilla”, debido al hecho de que se lleva a cabo bajo la coordinación de la Oficina Europea de Prevención y Control Integrados de la Contaminación, perteneciente al Instituto de Prospectiva Tecnológica del Centro Común de Investigación de la CE con sede en Sevilla. En dichas negociaciones, como ya ponía de manifiesto Greenpeace⁴⁸, la delegación española, estuvo compuesta de un significativo número de representantes de la propia industria del sector energético.

En 2014, la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) cuantificó el coste de los daños causados a la salud por las centrales térmicas de carbón españolas por sus emisiones en el período 2008-2012 en 19.117.000 de Euros⁴⁹. Siguiendo la metodología utilizada por la AEMA, se ha calculado el coste de los daños a la salud que producirá la aplicación del PNT español durante los cuatro años y medio en los que este sea de aplicación⁵⁰. Los resultados de este cálculo son alarmantes pues oscilan entre los 4.337 y 11.884 millones de Euros, daños que podrían evitarse si el Gobierno exigiera a las centrales que cumplieren con los VLE que estipula la DEI⁵¹.

2.5. El PNT español

El PNT presentado por España fue rechazado por la CE el 17 de diciembre de 2013⁵² argumentando que dicho plan no se ajustaba a los requisitos establecidos en la DEI. El 10 de noviembre de 2014 España envió a la CE una versión revisada del PNT. El 29 de mayo de 2015, la CE aprobó el PNT⁵³ que cubre 33 instalaciones de las cuales 23 utilizan carbón como fuente de combustible y cuentan con una potencia de 10.497 MW.

El procedimiento de aprobación del PNT se ha llevado a cabo con una absoluta falta de transparencia, sin participación pública, a pesar de los impactos que tiene para la salud y el medio ambiente y el coste de dichos impactos. Asimismo, parte de su contenido contraviene la normativa de la UE, además del Convenio de Aarhus.

Los principales incumplimientos del PNT español que Greenpeace ha denunciado ante la CE son:

- **Incompatibilidad del PNT con la EVUL y transposición incorrecta de la DEI:** Las CT de Aboño (GR I), Andorra (GR I), Anllares, As Pontes (GR I, II, III y IV), Compostilla (GR II y GR III), Compostilla (GR IV y GR V), Velilla (GR I) y Velilla (GR II) se encuentran incluidas tanto en el PNT como en la EVUL.

- **Cálculo de los techos a partir de valores contrarios a la normativa europea.** El PNT fija un tope o techo máximo de emisiones anuales totales para el conjunto de las instalaciones de combustión acogidas al mismo para cada uno de los contaminantes que cubre (SO₂, NO_x y partículas). En algunos casos las centrales han emitido por encima de los techos anuales permitidos por el PNRE por lo que el PNT estaría calculado en base a caudales que van en contra de la normativa europea. No es lógico pensar que las instalaciones españolas vayan a cumplir con los límites fijados en el PNT o, posteriormente, en 2020 con la DEI si en algunos casos no han sido capaces de cumplir con los techos fijados en el PNRE de 2007, que por otra parte, estaban calculados en base a VLE muy superiores a aquellos obligatorios de acuerdo al documento BREF de 2006.
- **Las medidas propuestas por España para que las instalaciones cumplan el 1 de julio de 2020 con los VLE de la DEI son decepcionantes.** Algunas de las medidas propuestas consisten en el “cierre de la instalación” para las CT de Litoral, Compostilla, As Pontes, Teruel, Los Barrios, Puentenuevo, Aboño y Soto de Ribera; o en “respeto de los VLE de la DEI” para el caso de las CT de Los Barrios, Puentenuevo, Aboño y Soto de Ribera. Estas medidas no son medidas a adoptar para poder reducir la contaminación sino que son consecuencia natural de la aplicación de los VLE una vez que la excepción expire.
- **Instalaciones situadas en zonas de la Red Natura 2000 o próximas a las mismas.** La CT de Anllares, está en la Sierra de los Ancares⁵⁴ que es un Lugar de Interés Comunitario (LIC); la CT Soto III, se ubica en el Río Nalón⁵⁵ que es una zona especial de conservación (ZEC) y las inmediaciones de la CT Litoral de Almería albergan tres áreas pertenecientes a la Red Natura 2000 (ZEC y PN Cabo de Gata-Níjar⁵⁶, LIC Islote de San Andrés⁵⁷ y LIC Fondos Marinos del Levante Almeriense⁵⁸). De acuerdo con la Directiva Hábitats, esto exigía que el PNT se hubiera sometido a una evaluación ambiental⁵⁹.
- **Ausencia de evaluación ambiental estratégica.** El PNT debería haberse sometido a una EAE pues algunas de las medidas previstas para el cumplimiento de los VLE a partir del 1 de julio de 2020 implican la ejecución de trabajos de construcción.
- **Existencia de instalaciones en zonas que infringen la calidad del aire de acuerdo a lo dispuesto en la Directiva 2008/50/CE.** La CT de Aboño se ubica en un área cuyos valores de NO_x o partículas, son superiores a aquellos permitidos en la Directiva 2008/50/CE, relativa a la calidad del aire ambiente.
- **Falta de transparencia y participación pública.** Dado que el PNT es un plan que exige a las instalaciones de combustión de cumplir con los VLE rigurosos establecidos en la DEI, es lógicamente un plan que afecta al medio ambiente y, por ello, de conformidad con el artículo 7 del Convenio de Aarhus debería haberse sometido a participación pública.

3. Ayudas del Gobierno español al carbón

La mayor parte del carbón que se consume en España es carbón importado proveniente de países como Sudáfrica, Indonesia, Colombia, Rusia o Estados Unidos (EEUU)⁶⁰, ya que el carbón autóctono es de peor calidad energética y además resulta más caro, debido a su elevado coste de extracción⁶¹.

Sin embargo, a lo largo de los años, tanto el Gobierno español como la industria minera han justificado el uso del carbón autóctono y las numerosas ayudas públicas que España ha prestado a

este sector, argumentando la “necesidad” de contar con una fuente de combustible “autóctona y fiable”, para evitar problemas de seguridad de suministro.

El carbón autóctono ha estado recibiendo ayudas públicas por dos vías:

a) Ayudas públicas para las empresas mineras.

Estas ayudas han supuesto un coste de 22 mil millones de euros, desde el año 1992⁶². A lo largo de los años, se han ido prorrogando. Actualmente, conforme a la Decisión del Consejo 2010/787/UE, de 10 de diciembre, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas⁶³ pueden continuar hasta 2018 para aquellas unidades de producción de carbón cuyo cierre estuviese planificado irrevocablemente para ese año (Ver Tabla 6). Estas últimas ayudas, estaban sujetas a la elaboración por parte de los Estados miembro de un plan de cierre de las unidades de carbón afectadas, que deberían presentar a la CE. El plan de cierre español, fue rechazado en diciembre de 2013 por la CE. Sin embargo, casi dos años más tarde, aún no ha sido aprobado dicho Plan de Cierre, que en julio de 2015 se encontraba en fase de renegociación⁶⁴. A pesar de no haber sido aprobado, las ayudas se han continuado fijando y financiando anualmente a través de los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Solamente en concepto de ayudas al cierre de las minas no competitivas, los costes durante el período 2013-2015 ascienden a 104 millones de euros.

b) Ayudas con cargo al mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS)

Este mecanismo se aprobó mediante Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, (RD 134/2010)⁶⁵. Dicho mecanismo tenía como finalidad incentivar el uso del carbón autóctono en la generación de electricidad. Para ello, se concedió una compensación financiera a los titulares de diez CT a cambio de que consumiesen carbón autóctono, y de que produjesen determinados volúmenes de electricidad a partir de ese carbón⁶⁶.

Ilustración 2.- Centrales de carbón incluidas en el RD 134/2010

Central eléctrica	Titular
Soto de Ribera 3	Hidrocantábrico (HC Energía)
Narcea 3	Gas Natural Fenosa
Anllares	Gas Natural Fenosa (66 %) – Endesa (33 %)
La Robla 2	Gas Natural Fenosa
Compostilla	Endesa
Teruel	Endesa
Guardo 2	Iberdrola
Puentenuevo 3	E-On
Escucha	E-On
Elcogás	Endesa, EDF, Iberdrola, y EDP-HC Energía

Fuente: Decisión de la CE de 29 de septiembre de 2010 en el asunto "Ayuda Estatal N 178/2010 - España" (C(2010)4499)

A cambio, se les concedió:

1. una compensación financiera de 1.300 millones de euros durante el período en el que duró la medida (2011-2014)⁶⁷- en concepto de los costes unitarios de generación (CUG)⁶⁸ de cada central y los volúmenes anuales de energía producidos.

2. una garantía de entrada preferente al mercado eléctrico frente a otras instalaciones que utilizaban carbón importado u otras fuentes de combustible.

Sin estas ayudas, la actividad de la minería del carbón en España hubiese llegado a su fin debido al descenso de la demanda de electricidad, al elevado precio del carbón autóctono, su baja calidad y a su poca competitividad frente a otras fuentes de energía. De hecho, la mayoría del carbón producido en España (hulla, antracita y lignito negro) se utiliza para la generación de electricidad en España, y desde que finalizó el mecanismo de RGS, el sector de la minería se ha visto gravemente perjudicado.

3.1. ¿Quién financia a las instalaciones de combustión que consumen carbón?

Los ingresos totales anuales de las CT que consumen carbón, bien autóctono, bien de importación, pueden proceder de tres vías:

- Ingresos por mercado, que dependerán de la casación del mercado diario de electricidad.
- Pagos por capacidad, en el caso de centrales que se benefician de estos pagos bien a cambio de garantizar la disponibilidad de capacidades de generación existentes durante un período de tiempo, con el fin de reducir el riesgo de interrupción del suministro eléctrico, bien para invertir en nuevas capacidades de generación⁶⁹.
- Pagos derivados del mecanismo de restricción por garantía de suministro, que solamente afectaron a las diez CT que consumían carbón autóctono, en las condiciones establecidas en el RD 134/2010. Los importes correspondientes a las obligaciones de pago y los derechos de cobro derivados de este mecanismo, se transfirieron con arreglo a las normas que rigen el mecanismo de pagos por capacidad.

El mecanismo de pagos por capacidad se financia fundamentalmente a través de un gravamen impuesto a los consumidores directos en el mercado y a los comercializadores de electricidad, y, por tanto, indirectamente a los consumidores finales de electricidad a través de la factura de la luz. Es decir, todas las ayudas que han estado recibiendo las CT de carbón han sido a cargo de los consumidores finales de electricidad, ya sea las ayudas a cargo del mecanismo RGS, ya sea las ayudas en concepto de pagos por capacidad. Obviamente, no solo se cargan a la tarifa eléctrica las subvenciones al carbón, sino que son muchas las subvenciones, tasas e impuestos que se incluyen en el recibo de la electricidad.

Durante el período 2011 a 2014, las centrales que quemaron carbón autóctono y que estuvieron beneficiadas por el mecanismo RGS percibieron en total aproximadamente unos 4.800 millones de euros⁷⁰ (Ver Tabla 5), mientras que las centrales que no estaban incluidas en este mecanismo, percibieron unos ingresos totales de 5.850 millones de euros⁷¹ en concepto de ingresos por mercado y pagos por capacidad.

Es decir, los consumidores finales durante el período 2011 a 2014 han pagado aproximadamente unos 10.650 millones de euros para la compra y quema del carbón, así como por el mantenimiento de unas centrales de las que se podría prescindir perfectamente, atendiendo a la sobrecapacidad existente en el sistema eléctrico español. Todo ello es fruto de políticas que solamente sirven para comprar votos y alargar a costa de los consumidores la supervivencia de unas térmicas de carbón

que tantos daños han causado y están causando a la salud de los españoles y al medio ambiente además de agravar el cambio climático.

A pesar de que las minas no rentables no podrán sobrevivir más allá de 2018 y de que la CE recalcó el carácter temporal de la medida de RGS, ya se han ideado y propuesto nuevos mecanismos para continuar los incentivos a la quema de carbón autóctono⁷².

3.2. Un intento de prolongar las ayudas a la quema de carbón autóctono: propuesta de mecanismo de capacidad por inversión para la desnitrificación.

Al finalizar el mecanismo de RGS en el año 2014 la producción de energía eléctrica con carbón autóctono comenzó a competir en el mercado como cualquier otra tecnología, sin tener las CT la obligación de adquirirlo. Esto afectó de manera grave al sector de la minería español, provocando un descenso en la demanda de carbón autóctono, agravado por el descenso en el precio del carbón importado que entre enero a julio de 2015 descendió aproximadamente desde los 75 a los 55 dólares por tonelada⁷³. En esas fechas el precio del carbón autóctono rondaba los 80 euros por tonelada en el caso de la hulla del Norte y los 40 euros por tonelada en el caso del lignito de Aragón.

Por ello, el sector de la minería del carbón ha reclamado al Gobierno que apruebe un nuevo mecanismo para incentivar la quema de carbón autóctono en las centrales térmicas. Como respuesta, el Gobierno ha diseñado un sistema de nuevas ayudas plasmado en una propuesta de orden “por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad”, conocido eufemísticamente como “ayudas a la desnitrificación”.

De esta manera las CT tendrían un compromiso de compra y quema de carbón autóctono por la que se les pagaría una retribución destinada a las inversiones medioambientales que supongan una mejora en los valores de emisión de NOx y que sean necesarias para cumplir con la DEI a partir de julio de 2020, fecha en que terminará la vigencia del PNT. Precisamente, una condición para recibir estas ayudas es que las CT que las reciban estén incluidas en el PNT. La propuesta de orden estima que el impacto de la aplicación de la misma sería de un máximo de 405 millones de euros, teniendo en cuenta que el ámbito de aplicación de la misma podría alcanzar hasta 4.500 MW de la potencia instalada con carbón.

Hay que tener en cuenta, que este mecanismo está sujeto a la aplicación de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020⁷⁴. Pero el mecanismo propuesto es contrario a las mismas por varios motivos:

- El pago previsto en este mecanismo está supeditado al uso de combustible fósil. De acuerdo con las Directrices de la CE “Una medida para abordar un problema de adecuación de la producción se ha de conciliar con el objetivo medioambiental de eliminar progresivamente las subvenciones perjudiciales para el medio ambiente o la economía, incluidas las destinadas a los combustibles fósiles” lo que no sucede con la ayuda prevista en la propuesta de Orden.
- La retribución no está prevista para ir más allá de los VLE de NOx previstos en la DEI, sino para perpetuar unos VLE mucho más elevados, por lo que no contribuye positivamente a los objetivos en materia medioambiental. De acuerdo con las Directrices

de la CE, una ayuda estatal podrá ser compatible con el artículo 107, apartado 3, letra c) del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) si va más allá de las normas de la UE o incrementa el nivel de protección ambiental a falta de normas de la UE.

- Es una subvención a los costes que las centrales térmicas tienen que afrontar de todos modos para cumplir con la DEI y en cierta forma compensa el riesgo comercial normal de la actividad de producción de energía. Es decir, no está ideado para favorecer la adaptación anticipada a futuras normas de la UE, en cuyo caso, sería compatible con las Directrices de la CE.
- No respeta el «principio “quien contamina paga”» pues sus beneficiarios son los responsables de la contaminación en virtud de la DEI.

Por tanto, si la CE aprobara este mecanismo, estaría incumpliendo con sus propias Directrices. Asimismo, la retribución propuesta incentivará el uso de combustible fósil algo contrario al calendario de las medidas de lucha contra el cambio climático sin representar avance alguno en cuanto a la legislación ambiental vigente.

4. Conclusiones

Reducir las emisiones de CO₂ y de GEI es el único camino para que el aumento de la temperatura global se mantenga por debajo de los 2°C y, para ello, es necesario dejar de quemar combustibles fósiles y el peor de todos ellos en términos de emisiones es el carbón. A pesar de ello, en España se sigue quemando carbón en 19 centrales térmicas. Sin embargo, como se ha analizado, el abandono de esta práctica no causaría perjuicio alguno sino todo lo contrario: sería beneficioso desde el punto de vista sanitario, ambiental y económico.

La mayoría de esas centrales tienen más de 30 años, son ineficientes, contaminantes y costosas. A pesar de ello, los sucesivos gobiernos han ido prorrogando el funcionamiento de las mismas en base a argumentos que no se sostienen en pleno siglo XXI: la seguridad en el suministro eléctrico.

El PNT es solamente un nuevo mecanismo, al igual que el PNRE, al que se ha acogido España, permitiendo así que las centrales térmicas puedan emitir muy por encima de los VLE más adecuados para la reducción de la contaminación y de sus impactos. Desde que se aprobó la DEI, en el año 2010, las CT de carbón en España han tenido seis años para acometer las reformas necesarias que garantizaran su funcionamiento de acuerdo a los VLE más rigurosos de la DEI a partir del 1 de enero de 2016. Sin embargo, el Gobierno español durante este tiempo no ha adoptado medida alguna para exigirles que se adaptasen a la normativa europea.

Solamente durante el período 2011-2014, tanto las centrales que quemaron carbón autóctono como las que quemaron carbón de importación se han beneficiado de numerosas ayudas y subvenciones que, junto con los ingresos que recibieron debido al normal funcionamiento del mercado eléctrico, supusieron un importe de más de 10.600 millones de euros. En concreto, el carbón autóctono, no solamente se ha beneficiado de 1.300 millones de euros solamente por el mecanismo de RGS durante este período, sino que su extracción ha recibido 22 mil millones de euros en ayudas desde el año 1992. Al final, todos estos costes han repercutido en los ciudadanos, ya que mientras que las ayudas a la extracción han ido con cargo a los PGE, es decir lo pagan los ciudadanos con sus impuestos, las ayudas a la quema de carbón las han pagado los consumidores tanto a través de la tarifa eléctrica como los ciudadanos a través de su salud.

Es demasiado costoso seguir prorrogando e incentivando el uso de un combustible fósil que, en primer lugar, no es necesario para garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico español, al contrario de lo que insiste en argumentar el Gobierno español. En segundo lugar, se mantiene en gran parte gracias a subsidios e incentivos tanto para su extracción, en el caso del carbón autóctono, como para su quema, en el caso tanto del carbón de importación como del carbón autóctono. Y en tercer lugar, es el responsable de alrededor del 13% del total de emisiones nacionales de GEI para el año 2014 y de unos 3.700 millones de euros anuales en costes de la salud⁷⁵, que pueden alcanzar entre 4.337 millones de Euros a 11.884 millones una vez que comience a aplicarse el PNT.

Demandas de Greenpeace

Un Gobierno responsable que tenga en cuenta todos los factores que intervienen en el funcionamiento de las centrales térmicas de carbón debe:

- Concretar un plan con fecha de cierre para el año 2025 de las térmicas de carbón en España que incluya un plan para el descenso paulatino del uso del carbón y la transformación justa para todos los trabajadores del sector.
- Eliminar todas las subvenciones a las energías sucias e ineficientes incluyendo los incentivos procedentes de fondos públicos a la inversión medioambiental por ser mecanismos supeditados a la continuidad de uso de combustible fósil y establecer un calendario de abandono progresivo de las mismas. Abandonar por tanto el proyecto de Orden Ministerial, actualmente en estado de propuesta, mediante la cual el Ejecutivo subvencionará a las eléctricas con 90.000 euros por cada MW de central térmica que queme carbón nacional.
- Promover que las centrales térmicas que presentaron su intención de someterse a la EVUL se mantengan en esta excepción dado que eso garantizará el cierre de 4.277 MW para 2023.
- Regular y garantizar que las centrales térmicas que se han acogido al PNT reduzcan sus emisiones de conformidad con la DEI antes del plazo máximo de vencimiento del mismo y, posteriormente, a partir del año 2020 con los VLE que se acuerden en el nuevo BREF para las GIC.
- Una planificación a largo plazo con el objetivo final de alcanzar un suministro del 100% de la demanda de energía final total con energías renovables y de reducir la demanda de energía final a al menos la mitad respecto al consumo anterior a la crisis, para 2050.
- Apoyar en la cumbre del clima de París en diciembre de 2015 un compromiso de emisiones cero y un sistema energético 100% basado en energías renovables para el año 2050.

5. Glosario

AAI	Autorización Ambiental Integrada
CE	Comisión Europea
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
(CH ₄)	Metano
CUG	Coste Unitario de Generación
CT	Central Térmica
BREF	<i>Best Available Techniques Reference Document</i> o documento de referencia MTD
DEI	Directiva de Emisiones Industriales
DGIC	Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
EE.MM	Estados Miembros
EVUL	Exención por vida útil limitada
GEI	Gases Efecto Invernadero
GIC	Grandes Instalaciones de Combustión
Hg	Mercurio
LIC	Lugar de Interés Comunitario
MEFF	Mercado oficial español de opciones y futuros financieros.
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
MTDs	Mejores Técnicas Disponibles
NO _x	Óxido de Nitrógeno
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
OMS	Organización Mundial de la Salud
PCIC	Prevención y Control Integrados de la Contaminación
PIB	Producto Interior Bruto
PNRE	Plan Nacional de Reducción de Emisiones
PNT	Plan Nacional Transitorio
REE	Red Eléctrica Española
RGS	Restricción por Garantía de Suministro
SO ₂	Dióxido de Azufre
UE	Unión Europea
VLE	Valores Límite de Emisión

Tabla 1 - Centrales térmicas incluidas en las excepciones de la DEI⁷⁶

Nombre de la instalación	Potencia eléctrica (MW)	Instalación PNRE ⁷⁷	Instalación PNT	Instalación EVUL
Alcudia II 1(G1)	510	X	-	-
Alcudia II 2(G2)		X	-	-
Alcudia II 5(G3)		X	-	-
Alcudia II 6(G4)		X	-	-
Litoral I	577	X	X	-
Litoral II	582		X	-
Compostilla II (G2)	485	X	X	X
Compostilla II (G3)		X	X	X
Compostilla II (G4)	715	X	X	X
Compostilla II (G5)		X	X	X
As Pontes GR I	1.468	X	X	X
As Pontes GR II		X	X	X
As Pontes GR III		X	X	X
As Pontes GR IV		X	X	X
Andorra GI	368	X	X	X
Andorra GII	368	X	X	-
Andorra GIII	366	X	X	-
Los Barrios	589	X	X	-
Puentenuevo GR III	324	X	X	-
Anllares	365	X	X	X
La Pereda	50	-	-	-
La Robla I	284	X	X	-
La Robla II	371	X	X	-
Meirama	580	X	X	-
Narcea I	65	X	X	-
Narcea II	166	X	X	-
Narcea III	364	X	X	-
Aboño I	360	X	X	X
Aboño II	556	X	X	-
Soto de Ribera II ⁷⁸	254	-	-	X
Soto de Ribera III	350	X	X	-
Lada IV	358	X	X	-
Velilla I	155	X	X	X
Velilla II	361	X	X	X
Central GICC Puertollano ⁷⁹	320		X	-
Cogecan ⁸⁰	-	-	X	-
Solvay I	-	-	X	X
Potencia eléctrica total (MW)		10.105	10.497	4.531

Tabla 2.-Características de las instalaciones de combustión españolas que utilizan carbón

Nº	Unidad de producción	Municipio	Potencia térmica nominal (MWth)	Fuente/s de combustible	Nº	Unidad de producción	Municipio	Potencia térmica nominal (MWth)	Fuente/s de combustible
1	Aboño GR I	Aboño (Asturias)	919	hulla & antracita/gas	20	Compostilla II GRV	Cubillos del Sil (León)	976,3	hulla & antracita
2	Aboño GR II	Aboño (Asturias)	1364	hulla & antracita /gas	21	La Pereda	Mieres (Asturias)	50	hulla & antracita
3	Alcudia II 1 GR I	Mallorca (Islas Baleares)	350	hulla & antracita	22	La Robla GR I	La Robla (León)	691	hulla & antracita
4	Alcudia II 2 GR II	Mallorca (Islas Baleares)	350	hulla & antracita	23	La Robla GR II	La Robla (León)	951	hulla & antracita
5	Alcudia II 5, GR III	Mallorca (Islas Baleares)	360	hulla & antracita	24	Lada IV	Langreo (Asturias)	986	hulla & antracita
6	Alcudia II 6, GR IV	Mallorca (Islas Baleares)	360	hulla & antracita	25	Litoral GR I	Carboneras (Almería)	1222	hulla & antracita
7	Andorra GR I	Andorra (Teruel)	1000 ⁸¹	lignito	26	Litoral GR II	Carboneras (Almería)	1268	hulla & antracita
8	Andorra GR II	Andorra (Teruel)	1000	lignito	27	Los Barrios	Los Barrios (Cádiz)	1420	hulla & antracita
9	Andorra GR III	Andorra (Teruel)	1000	lignito	28	Meirama	Cerceda (A Coruña)	1437	lignito
10	Anllares	Páramo del Sil (León)	953	hulla & antracita	29	Narcea GR I	Tineo (Asturias)	193	hulla & antracita
11	As Pontes GR I	As Pontes (La Coruña)	954,59 ⁸²	hulla & antracita	30	Narcea GR II	Tineo (Asturias)	459	hulla & antracita
12	As Pontes GR II	As Pontes (La Coruña)	948,12	hulla & antracita	31	Narcea GR III	Tineo (Asturias)	993	hulla & antracita
13	As Pontes GR III	As Pontes (La Coruña)	947,61	hulla & antracita	32	Puente Nuevo GR III	Espiel (Córdoba)	976	hulla & antracita
14	As Pontes GR IV	As Pontes (La Coruña)	949,68	hulla & antracita	33	Solvay I	Torrelavega (Cantabria)	376	hulla & antracita /fuel-oil/gas natural
15	Central GICC Puertollano	Puertollano (Ciudad Real)	590	gas gasificación/ hulla & antracita /gas natural	34	Soto de Ribera II	Ribera de Arriba (Asturias)	750	hulla & antracita
16	Cogecan	Torrelavega (Cantabria)	93	hulla & antracita /fuel-oil	35	Soto de Ribera III	Ribera de Arriba (Asturias)	830	hulla & antracita
17	Compostilla II GR II	Cubillos del Sil (León)	406,11 ⁸³	hulla & antracita	36	Velilla I	Velilla del Río Carrión (Palencia)	1010	hulla & antracita
18	Compostilla II GR III	Cubillos del Sil (León)	925,89	hulla & antracita	37	Velilla II	Velilla del Río Carrión (Palencia)	430	hulla & antracita
19	Compostilla II GR IV	Cubillos del Sil (León)	983,7	hulla & antracita					

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.- Emisiones CO₂ de las centrales térmicas de carbón en el PNT en 2014

Nombre de la unidad de producción	Emisiones CO ₂ (AÑO 2014)
	(kg/año)
C.T. Litoral I	5.005.892
C.T. Litoral II	
C.T. Compostilla II (G2 y G3)	4.215.702
C.T. Compostilla II (G4 y G5)	
C.T. As Pontes	6.909.512
C.T. Andorra GR 1	4.787.410
C.T. Andorra GR 2	
C.T. Andorra GR 3	
C.T. Los Barrios	2.678.793
C.T. Puentenuevo	1.027.984
C.T. Anllares	1.167.014
C.T. La Robla I	1.572.487
C.T. La Robla II	
C.T. Meirama	2.192.577
C.T. Narcea I	935.873
C.T. Narcea II	
C.T. Narcea III	
C.T. Aboño I	6.785.247
C.T. Aboño II	
C.T. Soto III	1.356.362
C.T. de Lada 4	1.269.693
C.T. de Velilla 1	1.135.795
C.T. de Velilla 2	
Central GICC Puertollano	-
Cogecan	-
Solvay I	-
Emisiones totales	41.040.341

Fuente: Informe de aplicación de la Ley 1/2005 para el año 2014, Oficina Española de Cambio Climático

Tabla 4.-Incumplimientos de los VLE del BREF 2006 y la DGIC en las AAI⁸⁴ de las centrales térmicas incluidas en el PNT

CT	Unidad de producción	Potencia térmica nominal (MWth)	VLE NOX (mg/Nm3)	VLE SO2 (mg/Nm3)					VLE Partículas (mg/Nm3)		
			DGIC	BREF 2006		AAI	DGIC	BREF 2006	AAI ⁸⁵	DGIC	BREF 2006
			Hasta el 31.12.2015								
C.T Anllares	Anllares	953	-	-	1200 ⁸⁶	90-200	1750	400	20-200	2750	50; (100) ⁸⁷
C.T As Pontes	GR I	3800	500; (600) ⁸⁸	200; (450) ⁸⁹	n/a	50-200	650 ⁹⁰	-	-	-	50; (100)
	GR II										
	GR III										
	GR IV										
C.T Compostilla II	GII y GIII	1332	-	-	1200	90-200	1300	400	20-200	1200	50; (100)
	GIV y GV	1960	-	-	1200	90-200	1300	400	20-200	1100	50; (100)
C.T Velilla	GR I	430	-	-	1200	90-200	1750	520	20-200	3000	100
	GR II	1010	-	-	-	-	-	400	20-200	400	50; (100)
C.T La Robla	GR I	691	-	-	1200	90-200	1500	400	20-200	2000	50; (100)
	GR II	951	-	-	-	-	-	400	20-200	400	50; (100)
C.T Lada	GR IV	986	500; (600)	200; (450)	n/a	90-200	1000 ⁹¹	400	20-200	400	50; (100)
C.T Meirama	C.T Meirama	1437	500; (600)	200; (450)	n/a	50-200	650	400	20-200	2400	50; (100)
C.T Narcea	GR I	193	-	-	-	-	-	1628	100-250	2400	100
	GR II	459	-	-	-	-	-	636	20-200	1200	50; (100)
	GR III	993	-	-	-	-	-	400	20-200	400	50; (100)

Tabla 5.- Coste total de las CT que quemaron carbón autóctono en el período 2011-2014

Central	Año	Producción (GWh)	Ingresos (€) ⁹²
Soto de Ribera III	2011	899	79.534.530
	2012	1.119	96.737.550
	2013	703	61.449.230
	2014	873	72.476.460
	Total	3.594	310.197.770
Narcea III	2011	1.067	87.867.450
	2012	1.649	125.604.330
	2013	779	63.628.720
	2014	772	61.458.920
	Total	4.267	338.559.420
Anllares	2011	1.245	87.349.200
	2012	1.689	114.294.630
	2013	863	55.982.810
	2014	1.182	66.310.200
	Total	4.979	323.936.840
La Robla II	2011	1.070	76.462.200
	2012	1.786	126.877.440
	2013	520	36.597.600
	2014	902	64.980.080
	Total	4.278	304.917.320
Compostilla	2011	4.151	289.988.860
	2012	5.355	371.583.450
	2013	2.560	171.366.400
	2014	4.538	255.852.440
	Total	16.604	1.088.791.150
CT Teruel (Andorra)	2011	4.548	289.252.800
	2012	4.864	297.336.320
	2013	3.778	213.797.020
	2014	5.002	254.651.820
	Total	18.192	1.055.037.960
CT Velilla (Guardo II)	2011	1.268	96.811.800
	2012	1.614	132.993.600
	2013	1.022	73.032.120
	2014	1.167	90.034.050
	Total	5.071	392.871.570
Puentenuevo III	2011	995	99.440.300
	2012	1.127	124.172.860
	2013	703	80.043.580
	2014	1.153	106.295.070
	Total	3.978	409.951.810
Escucha	2011	439	31792380
	2012	439	31.406.060
	2013	-	-
	2014	-	-
	Total	878	63.198.440
Central GICC Puertollano (Elcogás)	2011	1.117	109.732.160
	2012	1.401	153899850
	2013	899	110.208.410
	2014	1.035	110.662.200
	Total	4.452	484.502.620
TOTAL		66.293	4.771.964.900

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.-Unidades de producción declarada en el Plan de Cierre del Reino de España

Empresa	Unidad de Producción	Explotación
Alto Bierzo, S.A	Alto Bierzo	Subterránea
	Torre del Bierzo	Subterránea
	Viloria	Subterránea
	Alto Bierzo	Cielo Abierto
	Chacón	Cielo Abierto
	Rebollal y Pico	Cielo Abierto
Carbones Arlanza, C.L	Única	Subterránea
Carbones San Isidro y María, S.L	Única	Subterránea
Carbonar, S.A.	Única	Subterránea
Carbones del Puerto S.A	Única	Subterránea
Cía. General. Minera de Teruel S.A.	Única	Cielo Abierto
Coto Minero Cantábrico S.A	Coto	Subterránea
	Cantábrico	Subterránea
	Única	Cielo Abierto
Empresa Carbonífera del Sur, Encasur, S.A	Puertollano	Cielo Abierto
Endesa Generación S.A	Andorra	Cielo Abierto
Hijos de Baldomero García S.A	Subterránea	Subterránea
La Carbonífera del Ebro, S.A	Única	Subterránea
S.A. Hullera Vasco – Leonesa	Subterránea	Subterránea
	Cielo Abierto	Cielo Abierto
S.A Minera Catalano Aragonesa	Subterránea	Subterránea
	Cielo Abierto	Cielo Abierto
	Subterránea	Subterránea
Unión Minera del Norte, S.A	Subterránea	Subterránea
	Cielo Abierto	Cielo Abierto
Hulleras del Norte, S.A	Agrupación Caudal	Subterránea
	Agrupación Nalón	Subterránea

Fuente: Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el período 2013-2018

¹Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (DO L de 27.11.2001).

²Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (DO L 334, de 24.11.2010)

³El artículo 33.1 dispone que “(...) siempre que se cumplan las condiciones siguientes: (...) b) el titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un historial del número de horas de funcionamiento a partir del 1 de enero de 2016; c) los valores límite de emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas fijados en el permiso de la instalación de combustión aplicable el 31 de diciembre de 2015 de acuerdo, en particular, con los requisitos de las Directivas 2001/80/CE y 2008/1/CE, deberán mantenerse al menos durante el resto de la vida operativa de la instalación de combustión. Las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea superior a 500 MW que consuman combustibles sólidos a las que se concedió el primer permiso después del 1 de julio de 1987 cumplirán los valores límite de emisión de óxidos de nitrógeno establecidos en la parte 1 del anexo V, y d) la instalación de combustión no ha sido objeto de la concesión de una de las exenciones mencionadas en el artículo 4, apartado 4, de la Directiva 2001/80/CE”.

⁴Esta transposición se ha realizado con la Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley de residuos y suelos contaminados (BOE núm. 140, de 12 de junio de 2013) y el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación (BOE núm. 251, de 19.10.2013).

⁵European Coal Map <http://www.coalmap.eu/#>

⁶Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR-España), Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA). Comprobado el 21 de Julio de 2015. Disponible online en: <http://w.prtr.es/Informes/InventarioInstalacionesIPPC.aspx>. De acuerdo con el artículo 37.1, parr. 4, en relación con el artículo 28 de la DEI, se consideran GIC“(...) las instalaciones de combustión, cuya potencia térmica nominal total sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (...)”.

⁷De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 29.1 de la DEI “Cuando los gases residuales de dos o más instalaciones de combustión separadas se expulsen por una chimenea común, la combinación de tales instalaciones se considerará una única instalación de combustión y sus capacidades se sumarán a efectos de calcular la potencia térmica nominal total”.

⁸La potencia instalada se conoce como “Carga eléctrica total (en vatios) de un sistema o circuito eléctrico si todos los aparatos se ponen en funcionamiento a la vez. También llamada carga conectada”.

⁹En el archipiélago canario, Ceuta y Melilla no se utiliza el carbón como fuente de producción de energía Red Eléctrica Española, *El Sistema Eléctrico Español 2014*. Disponible online en: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014b.pdf

¹⁰Ibid.

¹¹Ibid.

¹²De acuerdo con el informe de REE, *El Sistema Eléctrico Español 2014*: “el carbón pasó de cubrir un 14,6% de la demanda en 2013 a cubrir un 16,5% en el año 2014”.

¹³Ibid.

¹⁴Sandbag, *EU power emissions fell by more than 8% in 2014*, 2015. <https://sandbag.org.uk/blog/2015/jan/14/eu-power-emissions-fell-more-8-2014/>

¹⁵REE, *Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂ y Carbunión, State of the coal industry in Spain – restructuring and support for indigenous coal production*, 11th EC-EURACOAL Coal Dialogue, Junio 2015.

¹⁶Preámbulo, Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad, Secretaría de Estado de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo y Decisión de la Comisión Europea N 178/2010 de 29 de septiembre de 2010, *Compensación por servicio público asociada a un mecanismo de entrada en funcionamiento preferente para las centrales de carbón autóctono*, (C (2010)4499).

Disponible online en:

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/236267/236267_1151628_152_2.pdf

¹⁷Red Eléctrica Española, *El Sistema Eléctrico Español 2014*.

¹⁸De acuerdo con la definición dada por REE, se conoce por “servicio de interrumpibilidad” a la herramienta que permite flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda. En los momentos en los que haya situaciones en el sistema eléctrico en las que no haya suficiente generación para abastecer toda la demanda, los grandes consumidores de energía eléctrica, en respuesta a una orden dada por el operador del sistema reducen su consumo para mantener el equilibrio entre generación y demanda, para que así al resto de los consumidores no les falte electricidad; percibiendo a cambio una retribución económica.

¹⁹REE, *El Sistema Eléctrico Español*, 2014.

²⁰El índice de cobertura se define como el índice previsto anualmente, entre por una parte, las capacidades de generación disponibles, estimadas en función de las capacidades de las instalaciones de generación y, por otra, la demanda instantánea máxima de electricidad (picos de demanda).

²¹Apartados 28 y 29, Preámbulo, DEI.

²²Grandes Instalaciones de Combustión, Actividades Emisoras, MAGRAMA. Disponible online en:

http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/act-emis/grandes_instalaciones_combustion.aspx

²³Greenpeace International, *Silent Killers, Why Europe must replace coal power with green energy*, 2013. Datos extraídos de la Agencia Ambiental Europea (EEA), 2012b, The European Pollutant Release and Transfer Register. <http://prtr.ec.europa.eu/FacilityLevels.aspx>

²⁴Greenpeace, *Carbón Tóxico: Impactos sobre la salud y la economía de unos límites de contaminación insuficientes*, Mayo 2015.

Disponible online en:

<http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/2015/Report/cambio-climatico/Carbon%20toxico-%20Impactos%20sobre%20la%20salud%20y%20la%20economia.pdf>

²⁵Greenpeace, *Smoke and Mirrors. How Europe's biggest polluters became their own regulators*, 2015.

²⁶Ibid.

²⁷PWC y EOI, *El cambio climático en España, 2033. Hacia una economía baja en carbono*, 2015, pág. 36.

²⁸Eurostat. Para el año 2014 son estimaciones de Eurostat publicadas en junio de 2014.

²⁹Red Eléctrica Española, *El Sistema Eléctrico Español 2014*, pág. 5.

³⁰European Union Transaction Log. Disponible online en:

<http://ec.europa.eu/environment/ets/welcome.do?languageCode=es>

³¹Apartado 2, Preámbulo, DEI.

³²De acuerdo con el artículo 30.2 de la DEI, esto aplica a las instalaciones “a las que se les haya concedido un permiso antes del 7 de enero de 2013 y a las que se haya concedido permiso antes del 7 de enero de 2013, o para las que sus titulares hayan presentado una solicitud de permiso completa antes de dicha fecha, siempre que dichas instalaciones hayan entrado en funcionamiento a más tardar el 7 de enero de 2014”.

³³Art. 30.2.a, DEI.

³⁴El artículo 32.1, párr.2 dispone que “(...)El plan nacional transitorio no incluirá ninguna de las siguientes instalaciones de combustión:

a) aquellas a las que se aplica el artículo 33, apartado 1 (la exención por vida útil limitada);b) las pertenecientes a las refinerías que utilicen gases de bajo valor calórico procedentes de la gasificación de residuos de refinería o los residuos de destilación y de conversión del Refino de petróleo crudo para su propio consumo, solos o con otros combustibles;c) aquellas a las que se aplica el artículo 35;d) aquellas que han sido objeto de la concesión de una de las exenciones mencionadas en el artículo 4, apartado 4, de la Directiva 2001/80/CE.”

³⁵El artículo 32.5, DEI dispone que: “A más tardar el 1 de enero de 2013, los Estados miembros comunicarán a la Comisión sus planes nacionales transitorios. La Comisión evaluará el plan y, si no plantea objeciones dentro de los doce meses siguientes a haberlo recibido, el Estado miembro de que se trate lo considerará aprobado. Cuando la Comisión considere que un plan no es conforme con las normas de aplicación establecidas con arreglo al artículo 41, letra b), informará al Estado miembro de que se trate de que su plan no puede aceptarse. Por lo que se refiere a la evaluación de la nueva versión de un plan que el Estado miembro comunique a la Comisión, el plazo indicado en el párrafo segundo será de seis meses”.

³⁶El contenido de estos planes está regulado tanto en la DEI (Art. 32, apartados 3 y 4, DEI) como en la Decisión de Ejecución de la Comisión de 10 de febrero de 2012 por la que se establecen las normas relativas a los planes nacionales transitorios a que hace referencia la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las emisiones industriales (DO L 52, de 24.02.2012).

³⁷Comisión Europea, FAQs, Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU. Disponible online en: <http://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm>. En este sentido, las instalaciones pueden aplicar, a partir de 2020, VLE menos estrictos para el SO₂ y el NO_x, garantizando que no funcionen más de 1.500 horas al año como media móvil calculada en un periodo de cinco años, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo V, parte 1, apartados 2 y 4.

³⁸Art. 33, DEI.

³⁹El artículo 33.1 dispone que “(...)siempre que se cumplan las condiciones siguientes: (...)b) el titular deberá presentar cada año a la autoridad competente un historial del número de horas de funcionamiento a partir del 1 de enero de 2016; c) los valores límite de emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas fijados en el permiso de la instalación de combustión aplicable el 31 de diciembre de 2015 de acuerdo, en particular, con los requisitos de las Directivas 2001/80/CE y 2008/1/CE, deberán mantenerse al menos durante el resto de la vida operativa de la instalación de combustión. Las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea superior a 500 MW que consuman combustibles sólidos a las que se concedió el primer permiso después del 1 de julio de 1987 cumplirán los valores límite de emisión de óxidos de nitrógeno establecidos en la parte 1 del anexo V, y d) la instalación de combustión no ha sido objeto de la concesión de una de las exenciones mencionadas en el artículo 4, apartado 4, de la Directiva 2001/80/CE”.

⁴⁰Art. 33.1.a, DEI.

⁴¹Orden PRE/77/2008, de 17 de enero, por la que se da publicidad al Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes (BOE

núm. 24, de 28.01.2008).

⁴²La CT de Alcúdia forma parte de la pequeña red aislada de Mallorca-Menorca, por lo que, de acuerdo con el artículo 34 de la DEI, está exenta de cumplir con los VLE de la DEI hasta el 1 de enero 2020. La CT de Alcúdia mantendrá hasta el 31.12.2015 VLE para SO₂ y NO_x conformes con la DGIC. Sin embargo, adoptará los VLE establecidos en la DEI para partículas a partir del 01.01.2016, conforme a lo dispuesto en el Acuerdo del Pleno de la Comisión de Medio Ambiente de las Illes Balears de la Adaptación a la Directiva 2010/75/CE sobre emisiones industriales de la autorización ambiental integrada de la CT de Alcúdia (BOIB núm. 70, de 22.05.2014).

⁴³Arts. 32.1.a y 33.1, DEI.

⁴⁴Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de Emisiones Industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación (RD 815/2013), (BOE núm 251, de 19.10.2013).

⁴⁵El artículo 4.6 de la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión establecía: “ 6. Los Estados miembros podrán, sin perjuicio de la presente Directiva y de la Directiva 96/61/CE, (...)”

⁴⁶Artículo 32.2.segundo párrafo, DEI.

⁴⁷La DPCIC no definía “documento de referencia MTD” pero sí lo hace la DEI (art. 3.11) “documento resultante del intercambio de información organizado con arreglo al artículo 13, elaborado para determinadas actividades, en el que se describen, en particular, las técnicas aplicadas, las emisiones actuales y los niveles de consumo, las técnicas que se tienen en cuenta para determinar las mejores técnicas disponibles, así como las conclusiones sobre las MTD y las técnicas emergentes, tomando especialmente en consideración los criterios que se enumeran en el anexo III”

⁴⁸Greenpeace España, *Cortinas de humo*, Marzo 2015. Disponible online en:

<http://www.greenpeace.org/espana/es/Informes-2015/Marzo/Cortinas-de-humo/>

⁴⁹European Environmental Agency, *Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2012*, 2014. Disponible en: <http://www.eea.europa.eu/publications/costs-of-air-pollution-2008-2012>.

⁵⁰El PNT, como ya se ha indicado, incluye centrales de carbón y centrales que utilizan otro tipo de combustible fósil.

⁵¹Este cálculo ha sido realizado por Christian Schaible, representante del EEB en las negociaciones del BREF y uno de los autores del informe *Toxic coal - counting the cost of weak EU air pollution limits*. Disponible en:

<http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2015/coal%20and%20health%20impacts%20report%20May%202015.pdf>

⁵²DOUE L 352 de 24.12.2013, p. 53 (<http://www.boe.es/doue/2013/352/L00053-00057.pdf>)

⁵³Decisión de la Comisión de 2015 (3525), disponible en:

[https://circabc.europa.eu/sd/a/83711644-b62c-4a12-b84a-d92e585bb04e/Spain%20TNP%20-%20Commission%20Decision%2029-05-2015%20\(EN%20version\).pdf](https://circabc.europa.eu/sd/a/83711644-b62c-4a12-b84a-d92e585bb04e/Spain%20TNP%20-%20Commission%20Decision%2029-05-2015%20(EN%20version).pdf)

⁵⁴Tipo C, ES4130010. Ficha de solicitud disponible en :

http://www.magrama.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-prottegidos/ES4130010_tcm7-153865.pdf

⁵⁵Tipo E, ES1200029. Ficha de solicitud disponible en:

http://www.magrama.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-prottegidos/ES1200029_tcm7-153530.pdf.

⁵⁶Tipo C, ES0000046.

⁵⁷Tipo B, ES6110020

⁵⁸Tipo E, ES6110010

⁵⁹Art. 6.3, Directiva Hábitats.

⁶⁰Eurostat.

⁶¹Greenpeace, *El Carbón: Un futuro negro*, 2009.

⁶²MINETUR, *El ministro de Industria. Energía y Turismo anuncia una norma que facilitará el consumo de 6 millones de toneladas de carbón nacional*, 2015.

<http://www.minetur.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2015/Paginas/20150527-congreso-carbon.aspx>

⁶³DO L 336, de 21.12.2010.

⁶⁴Diario de León, *Industria anuncia el compromiso de las térmicas de quemar carbón nacional a partir del 1 de julio*, 26.06.2015. Disponible online en: http://www.diariodeleon.es/noticias/provincia/industria-anuncia-compromiso-termicas-quemar-carbon-nacional-partir-1-julio_989652.html

⁶⁵BOE núm. 51 de 27.02.2010.

⁶⁶Los volúmenes máximos de electricidad así como las cantidades de carbón que estaban obligadas a comprar las centrales están fijados anualmente para los años 2011 a 2014 mediante Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía.

⁶⁷Cálculo conforme a datos de REE. Fuente: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>

⁶⁸Los CUG corresponden a los costes totales de producción, es decir, los costes fijos y variables, más una retribución razonable por el capital invertido, por MWh generado. Los CUG están fijados anualmente mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

⁶⁹Las cantidades que cada productor de electricidad tiene derecho a recibir, así como las condiciones en las que pueden efectuarse estos pagos, están definidos en las disposiciones reguladoras.

⁷⁰Elaboración propia en base a datos obtenidos de los informes anuales del sistema eléctrico español de REE (2011-2014), Resoluciones de 8 de febrero de 2011, 30 de diciembre de 2011, 13 de febrero de 2013 y 30 de diciembre de 2013, 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 a aplicar anualmente en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (BOE núm. 35 de 20.02.2011, núm. 315, de 31.12.2011, núm. 42, de 18.02.2013, núm. 313, de 31.12.2013). Resoluciones de 30 de marzo de 2012, 4 de octubre de 2012 y 28 de noviembre de 2012, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el segundo, tercer y cuarto trimestre del año 2012 respectivamente, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (BOE núm. 78, de 31.03.2012, núm. 242, de 08.10.2012, núm. 288, de 30.11.2012). Corrección de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, 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 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (BOE núm. 7, de 08.01.2014). Resolución de 8 de julio de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se autorizan trasvases de carbón entre las centrales térmicas de Narcea, Anllares y Compostilla (BOE núm. 168, de 11.07.2014).

⁷¹Datos de Greenpeace España.

⁷²Ver sección 3.4. de este documento.

⁷³Diario de León, *Industria anuncia el compromiso de las térmicas de quemar carbón nacional a partir del 1 de julio*, 26.06.2015. http://www.diariodeleon.es/noticias/provincia/industria-anuncia-compromiso-termicas-quemar-carbon-nacional-partir-1-julio_989652.html,

⁷⁴DO C 200, de 28.06.2014.

⁷⁵European Coal Map <http://www.coalmap.eu/#/>

⁷⁶Datos en Septiembre 2015.

⁷⁷Las centrales térmicas de Escucha, Lada III, Soto de Ribera I y Soto de Ribera II se acogieron a la excepción de la DGIC que las eximía del cumplimiento de los VLE de esa Directiva comprometiéndose a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, a más tardar, el 31 de diciembre de 2015. De hecho, menos Soto de Ribera II, las otras ya han cerrado y si bien Soto de Ribera II está en el grupo de las que se han comprometido a la excepción EVUL, ésta debería cerrar el 31 de diciembre de 2015 de acuerdo con el compromiso previo.

⁷⁸Esta unidad de producción ya estaba dentro de las exenciones del artículo 4.4 de la DGIC por lo que su cierre estaba previsto para 31 de diciembre de 2015. No puede formar parte de la EVUL.

⁷⁹El cierre de esta central se autorizó mediante Resolución de 31 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Elcogás, SA el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) (BOE núm. 224, de 18.09.2015). No obstante, el cierre de esta central no es definitivo ya que la empresa tiene un plazo de 3 meses desde la fecha de la Resolución para proceder al mismo. En el caso de acordarse el cierre de la central, el PNT debería ser modificado y enviado de nuevo a la CE, de acuerdo con el artículo 32.6 de la DEI.

⁸⁰Solvay I y Cogecan pertenecen al sector industrial. Los datos relativos a la capacidad instalada no son relevantes ya que no forman parte del conjunto de centrales que producen energía eléctrica.

⁸¹La potencia térmica nominal para cada una de las unidades de producción de Andorra ha sido calculada conforme a la potencia térmica nominal del total de la instalación que consta en el PNT (3000MWth) a partir de los datos de la capacidad instalada de cada unidad de producción.

⁸²Ibid. La potencia térmica nominal de la central térmica de As Pontes es de 3.800 MWth.

⁸³Ibid. La potencia térmica nominal de la central térmica de Compostilla GR II y III es de 1332 MWth, mientras que la de los GR IV y IV es de 1960 MWth.

⁸⁴Las AAs analizadas se eligieron al azar por lo que podría haber más incumplimientos.

⁸⁵El PNRE sólo aplicó porcentajes de desulfuración a las CT de Teruel (92%) y a As Pontes (94%), que era la única excepción que se permitía a los VLE de SO₂. Estas dos centrales utilizan como combustible lignito negro y lignito pardo, respectivamente, que debido a su mayor contenido de azufre presentan un factor de emisión de SO₂ con respecto a la hulla y la antracita.

⁸⁶Hasta el 1 de enero de 2018, en el caso de las instalaciones que durante el período de doce meses anterior al 1 de enero de 2001 utilizaban, y siguen utilizando, combustible sólido cuyos compuestos volátiles eran inferiores al 10 %, se aplicarán 1200 mg/Nm³.

⁸⁷Se podrá aplicar un valor límite de emisión de 100 mg/Nm³ a las instalaciones autorizadas de conformidad con el apartado 3 del artículo 4 con una potencia térmica nominal igual o superior a 500 MWth que quemen combustible sólido con un contenido calorífico inferior a 5800 kJ/kg (valor calorífico neto), un contenido de humedad superior al

45% del peso, un contenido combinado de humedad y cenizas superior al 60% del peso y un contenido de óxido de calcio superior al 10%.

⁸⁸Hasta el 31 de diciembre de 2015 las instalaciones de una potencia térmica nominal superior a 500 MW, que a partir de 2008 no rebasen más de 2000 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años), deberán:


- en el caso de las instalaciones autorizadas de conformidad con la letra a) del apartado 3 del artículo 4, someterse a un valor límite de emisiones de óxidos de nitrógeno (medidas en NO₂) de 600 mg/Nm³;
- en el caso de las instalaciones sometidas a un plan nacional de conformidad con el apartado 6 del artículo 4, evaluar su contribución al plan nacional sobre la base de un valor límite de 600 mg/Nm³.

⁸⁹A partir del 1 de enero de 2016 las instalaciones que no rebasen más de 1500 horas de funcionamiento al año (media móvil calculada en un período de cinco años) estarán sometidas a un valor límite de emisiones de óxido de nitrógeno (medidas en NO₂) de 450 mg/Nm³.

⁹⁰Estos valores son hasta 2015. Según la AAI, a partir del 1 de enero de 2016, los VLE serán los autorizados en la DEI.

⁹¹Este valor es a partir del año 2009. En el año 2008, el VLE para NO_x eran 500 mg/Nm³.

⁹²Estos ingresos corresponden a lo que percibieron las centrales térmicas de carbón en concepto de ingresos por mercado, pagos por capacidad y pagos de acuerdo al mecanismo de restricciones por garantía de suministro.



Greenpeace es una organización global independiente que realiza campañas para cambiar actitudes y conductas, para proteger y conservar el medioambiente y promover la paz.

Greenpeace España,
San Bernardo, 107 1ª planta 28015 Madrid
Para más información: info.es@greenpeace.org