



**IPN/DE/009/15 INFORME SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE
SE REGULA EL MECANISMO DE
CAPACIDAD PARA LA MEJORA
MEDIOAMBIENTAL EN DETERMINADAS
INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE
ELECTRICIDAD**

30 de septiembre de 2015

Índice

I. ANTECEDENTES.....	3
II. CONTENIDO	7
III. OBSERVACIONES.....	12
III.1 Observaciones generales.....	12
III.1.1 Ajuste de la medida a los principios de regulación económica eficiente y mínima restricción competitiva.....	18
III.1.2 Posible existencia de ayuda de Estado y adecuación al TFUE	25
III.2 Otras observaciones al articulado	27
III.3 Sobre la financiación de los pagos por capacidad	29
III.4 Conclusiones.....	30

El Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC), en su reunión de 30 de septiembre de 2015, ha aprobado el presente informe relativo a la Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo de capacidad para la mejora medioambiental en determinadas instalaciones de producción de electricidad, en el que se analizan las implicaciones del mismo desde el punto de vista de la competencia efectiva en los mercados y la regulación económica eficiente.

La solicitud de informe tuvo entrada en esta Comisión el 28 de mayo de 2015. La documentación recibida consiste en la Propuesta de Orden Ministerial citada (en adelante, POM), junto con la Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN).

La Propuesta fue remitida para informe al Consejo Consultivo el 29 de mayo de 2015, habiéndose recibido alegaciones de las siguientes empresas, asociaciones e instituciones: CARBOUNIÓN, ENGIE, ACCIONA, UNESA, GNFenosa, EDP, REE, EON, Iberdrola, Endesa, Elcogas, BIZKAI ENERGIA, AEG, Greenpeace, Gobierno Vasco, Generalitat de Catalunya, Junta de Andalucía, Xunta de Galicia y Gobierno del Principado de Asturias.

Este informe se aprueba a solicitud del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) de la *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*.

I. ANTECEDENTES

Contexto energético

El modelo energético español se caracteriza por la elevada intensidad energética, el gran peso de los combustibles fósiles y la importante dependencia exterior, cercana al 72%¹. En los últimos años, la evolución del sector energético ha estado estrechamente ligada al contexto de crisis en el que la economía española e internacional se ha encontrado inmersa. La demanda energética se ha reducido y su tasa de descenso ha sido superior a la del PIB, por lo que se sigue mejorando la intensidad energética y convergiendo con la de la media de los países de la Unión Europea.²

¹Según los datos disponibles en Eurostat.

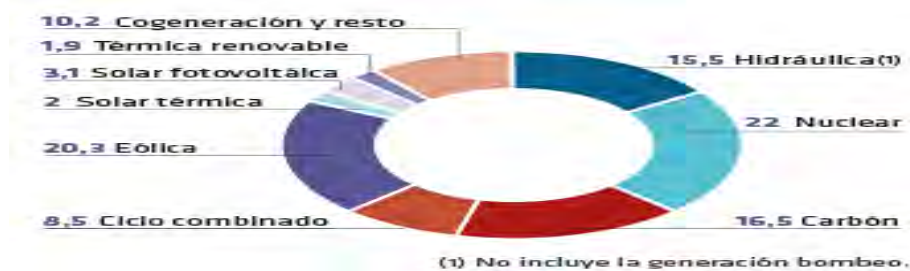
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc310&plugin=1>

² Informe de Sostenibilidad Ambiental de la Planificación del Sector eléctrico 2015-2020 (Secretaría de Estado de Energía, MINETUR, mayo 2015) disponible en: http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Informesostenibilidad/ISA_VERSI%C3%93N_WEB_E.pdf

Según la información de MINETUR, el consumo de energía primaria en España experimentó en 2013 un descenso de más de un 17,7% con respecto al de 2007, esto es debido principalmente al descenso de la demanda final de energía y el cambio en el mix de generación de energía eléctrica que se viene registrando en los últimos años, debido precisamente a las mencionadas políticas de mayor integración de energías renovables en detrimento de un menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos.

Concretamente, el consumo de carbón ha experimentado un descenso significativo en el periodo 2007-2013 debido fundamentalmente a la menor producción eléctrica con este combustible por el cambio en el mix de generación y por una menor utilización en la industria siderúrgica y del cemento. No obstante, en los años 2011 y 2012 registró una significativa recuperación, seguida de otra fuerte caída en 2013.

El sistema eléctrico peninsular se caracteriza igualmente por la elevada penetración de fuentes de energía renovables, vinculado en gran parte al paquete de medidas legislativas de la Unión Europea sobre energía y cambio climático, de las que derivan los compromisos adquiridos por los Estados miembros en relación con la reducción de emisiones contaminantes e introducción de fuentes de energía renovables³.



Fuente: REE participación de las renovables en la cobertura de la demanda (Informe anual 2014)

Según las previsiones del balance energético de MINETUR (2013-2020), la estructura de generación continuará la transformación registrada en los últimos años, aumentando el predominio de las energías renovables y del gas natural, frente al carbón y la energía nuclear, con una mejora significativa de la eficiencia asociada, en términos de energía primaria.

³ Destacan en este sentido el paquete de medidas legislativas de la Unión Europea sobre energía y cambio climático, aprobado en 2009 y las posteriores actuaciones como la Hoja de Ruta 2050 y la propuesta para dar continuidad al Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, con horizonte 2030, y en la que se proponen nuevos objetivos de reducción de emisiones y de energías renovables.

En cuanto al sector eléctrico se refiere, en lo referente a la cobertura de la demanda⁴ no se prevé en el sistema peninsular necesidad de potencia adicional para cubrir las puntas de demanda en el corto plazo⁵. Igualmente, se considera que el dimensionamiento de las infraestructuras que conforman la red necesaria está diseñado para atender la punta de consumo, teniendo en cuenta el escenario de demanda superior y las condiciones más adversas de temperatura, junto con una estimación muy conservadora de la disponibilidad del parque generador y demás recursos del sistema, y la disposición de un margen de reserva o índice de cobertura sobre la punta de demanda (al menos de un 10%). De esta forma, el MINETUR afirma que estos factores han contribuido a que la inversión en infraestructuras eléctricas realizadas desde finales de los años noventa haya permitido que España cuente en la actualidad con uno de los sectores eléctricos más robustos del mundo en cuanto a seguridad de suministro se refiere⁶.

Contexto normativo

El artículo 26 de la Ley 24/2013 dispone que *"El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de, aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado"*.

Esta previsión supone la trasposición de lo establecido en el artículo 11.4 de la antigua Directiva 2003/54/CE y del artículo 15.4 de la actual Directiva 2009/72/CE, donde se establece que *"Por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro de que se trate."*

⁴ Tradicionalmente se viene utilizando para determinar la capacidad del sistema para cubrir la seguridad de suministro (en concreto para cubrir la demanda en las horas punta) el índice de cobertura, Este parámetro se calcula como el cociente entre la potencia neta disponible del equipo generador y la punta de demanda media horaria en barras de central (b.c.) prevista, en invierno y en verano respectivamente. Se ha aceptado un mínimo de 1,1 como cifra que garantiza adecuadamente la cobertura de la demanda del sistema en situación de punta extrema, dadas las necesidades de contar con reservas de operación, las posibles restricciones en la red de transporte, errores en la previsión u otros riesgos adicionales.

⁵ Informe de la CNMC sobre la Propuesta de Planificación de red de transporte de energía eléctrica 2015-2020. 16 de abril de 2015. INF/DE/044/15. Página 19.

⁶ Informe de Sostenibilidad Ambiental de la Planificación del Sector eléctrico 2015-2020 MINETUR, página 58.

La previsión contenida en tales preceptos pasó a formar parte del ordenamiento jurídico español con el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se introduce y regula el denominado procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. La finalidad perseguida por el citado mecanismo, de acuerdo con su Exposición de Motivos, era garantizar el mantenimiento del parque de producción de energía eléctrica de carbón autóctono como elemento esencial para la garantía de suministro en España. Su conformidad con las Directivas comunitarias fue analizada en la Decisión de la Comisión de 29 de septiembre de 2010 que autorizó la medida.

El mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro así regulado se concretaba, en esencia, en la sujeción de las centrales enumeradas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010 (cuya nota o característica esencial es la de consumir carbón autóctono, sin perjuicio del uso de otros combustibles auxiliares) a la obligación, caracterizada como de servicio público, de producir determinados volúmenes de electricidad a partir de carbón autóctono y, correlativamente, a la de comprar a tal fin determinadas cantidades de carbón autóctono a las empresas mineras. El citado mecanismo establecía también los procedimientos por los cuales el resultado de la casación del mercado diario de electricidad español se ajustaba siguiendo un plan preestablecido, hasta garantizar que las citadas centrales pudieran colocar los volúmenes de electricidad que estaban obligadas a producir. Finalmente, el Real Decreto 134/2010 garantizaba a tales centrales la percepción de una compensación regulada por la prestación del citado servicio.

Por otro lado, la Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) se ha transpuesto a la legislación española en sus preceptos básicos por medio de la Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio de residuos y suelos contaminados. En relación a sus preceptos de carácter técnico, la Directiva 2010/75/UE se ha incorporado al Derecho positivo español mediante 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.

El Reglamento de emisiones industriales regula los valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera procedentes de las centrales de generación eléctrica con potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW. Las nuevas grandes instalaciones de combustión, posteriores a la entrada en vigor de la Directiva 2010/75/UE, deben cumplir con los valores límite de emisión aplicables a partir de la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, mientras que las instalaciones de combustión anteriores lo deberán hacer a partir del 1 de enero de 2016.

Para estas últimas instalaciones, la Directiva 2010/75/UE y el Reglamento de emisiones industriales contemplan algunas opciones, como la exención por vida útil limitada o la posibilidad de que las instalaciones con entrada en funcionamiento antes del 27 de noviembre de 2003, si lo desean, puedan diferir el cumplimiento de los valores límite de emisión que establece la Directiva 2010/75/UE, acogiéndose a un Plan Nacional Transitorio, aplicable al periodo comprendido entre el 1 de enero del 2016 y el 1 de julio de 2020, sometiendo a los requisitos que el plan establece⁷.

Finalmente cabe señalar la aprobación del Marco de Actuación para la Minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018 de 1 de octubre de 2013, que establece las condiciones por las que se regula la industria extractiva de la minería del carbón hasta el año 2018, que sienta las bases para que resulten competitivas el mayor número posible de explotaciones y el cierre ordenado de aquellas que no consigan serlo, de acuerdo con las exigencias de la normativa europea. En particular, establece que *“aquella minería que haya alcanzado condiciones de competitividad antes de 2018 podrá seguir funcionando después de la fecha establecida en la decisión, aunque, como prevé la Decisión, deban devolver las ayudas recibidas en el periodo 2011-2018”*.

II. CONTENIDO

La Propuesta de Orden sometida a informe consta de una exposición de motivos, siete artículos, una disposición adicional única, disposición derogatoria única y dos disposiciones finales.

En la exposición de motivos se destaca que debido al nivel de dependencia energética exterior, la alta penetración de fuentes de energías renovables no gestionables y el insuficiente nivel de interconexiones con el resto de Europa, la existencia de fuentes de energías autóctonas como el carbón contribuye, como fuente gestionable, al correcto funcionamiento del sistema eléctrico español, de ahí que sea considerada como reserva estratégica.

⁷ Dicho Plan Nacional Transitorio señala que *“Durante el período que va del 1 de enero de 2016 al 30 de junio de 2020, los Estados miembros podrán elaborar y aplicar un plan nacional transitorio que abarque las instalaciones de combustión [...] siempre que la instalación haya estado en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003. El plan, en lo que respecta a cada una de las instalaciones de combustión incluidas en él, cubrirá emisiones de uno o más de los siguientes productos contaminantes: óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas.[...] Las instalaciones de combustión cubiertas por el plan podrán obtener una exención del cumplimiento de los valores límite de emisión mencionados en el artículo 30, apartado 2, en lo que respecta a los contaminantes objeto del plan o, cuando proceda, del cumplimiento de los índices de desulfuración mencionados en el artículo 31.”*

La medida que introduce la POM se relaciona, por un lado, con el artículo 15 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y, por otro, con su transposición a Derecho nacional en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que estipula que *el Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, en términos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.*

Por lo tanto, haciendo uso de tal habilitación del Gobierno y teniendo en cuenta la necesidad de garantizar un funcionamiento mínimo del carbón autóctono como soporte estratégico relevante para la seguridad de suministro en el sistema eléctrico español así como el contenido del “Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018”, la propuesta de Orden tiene como objeto regular un mecanismo que permita la continuidad a la producción de electricidad a partir de carbón autóctono.

Por otro lado, se hace alusión a la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) y a su transposición en la legislación española⁸ que incorpora los valores límite de emisiones contaminantes para determinadas instalaciones de combustión entre las que se encuentran incluidas las centrales de generación eléctrica con potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW.

El articulado de la Orden se organiza en los siguientes capítulos cuyo contenido se resume a continuación:

- **Capítulo I (arts. 1 y 2): Objeto y ámbito de aplicación.**

En cuanto al objeto de la norma lo constituye la aprobación del mecanismo de capacidad que suponga un pago por la realización de inversiones en mejoras medioambientales y siendo el mismo aplicable a los titulares de instalaciones de producción del sistema eléctrico peninsular que utilicen carbón autóctono.

- **Capítulo II (arts. 3 y 4): Mecanismo de capacidad para la realización de inversiones en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de**

⁸ Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, así como, 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.

óxidos de nitrógeno: definición de dicho mecanismo y los requisitos para tener derecho al cobro del pago por inversión.

Dicho mecanismo consiste en un derecho a la percepción de una cuantía en concepto de pago a la inversión en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno para aquellas instalaciones de producción del sistema eléctrico peninsular que utilicen carbón autóctono y que cumplan los requisitos previstos en la Orden. El pago consistirá en una retribución por unidad de potencia vinculada a la realización de inversiones medioambientales que supongan una mejora en los valores de emisión de óxidos de nitrógeno y sean necesarias para el cumplimiento de la Directiva 2010/75, de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).

Esta retribución se calculará para cada grupo i de una instalación de producción:

$$P_{inv\ i} = Q * P_{netai}$$

Siendo:

- $P_{inv\ i}$: Pago total a percibir por el grupo i de cada instalación en los términos previstos en la Orden.
- Q : Retribución unitaria por inversión medioambiental de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno, expresada en €/MW. Su valor será de 90.000 €/MW.
- P_{netai} : Potencia neta en MW del grupo correspondiente i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Por otro lado, se estipula que para el cobro se requiere autorización administrativa previa de la Dirección General de Política energética y Minas que supondrá la inclusión de una nota al margen de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Los requisitos necesarios para tener derecho al cobro del pago a la inversión en mejoras medioambientales son:

1) Comprar en cada año desde 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018, el carbón autóctono equivalente a una cantidad mínima anual en término de energía unitaria de 6.000.000 termias PCS/MW instalado.

2) Ser instalaciones que están incluidas en el Plan Nacional Transitorio a fecha de 2 de octubre de 2015 o en fecha posterior si el titular de la

instalación ha retirado su declaración escrita para acogerse a la exención por vida útil limitada de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 815/2013⁹.

3) Presentar junto con la solicitud de la ayuda, los documentos que acrediten:

a) La existencia de contratos de aprovisionamiento de carbón autóctono que comporte la entrega en cada año a partir del 2015 hasta 31/12/2018, de las cantidades que aseguren el cumplimiento de 6.000.000 termias PCS/MW. Estos contratos deben estar suscritos en un plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor de la Orden. Estos compromisos deberán ser enviados a la CNMC y a la Secretaria de Estado de Energía (SEE) antes de 1 de diciembre del año anterior al que resultarán de aplicación.

b) El compromiso para la realización de las inversiones medioambientales que supongan una mejora en los valores de emisión de la instalación en cuestión y justificación de la necesidad de su realización para el cumplimiento de la mencionada Directiva 2010/75 UE. Este compromiso debe ir acompañado de un calendario con los principales hitos del proyecto de ejecución y la efectividad del mismo estará supeditada a la aprobación del mecanismo previsto en la presente orden por la CE.

4) Realizar los compromisos adquiridos conforme al calendario previsto, lo cual se considerará acreditado con la obtención de la autorización de explotación de las inversiones que deban acometerse.

5) Cumplir con los contratos de aprovisionamiento de carbón autóctono producido y facturado para cada año que se hubieran declarado a SEE y a la CNMC.

6) Llevar cuentas separadas en su contabilidad que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a la actividad de generación de estas centrales en el marco de la Orden, del resto de las actividades.

⁹ El Capítulo III de la Directiva 2010/75/UE (Directiva de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) sobre Disposiciones Especiales para Instalaciones de Combustión, recoge en su artículo 32 la posibilidad de que los Estados miembros que lo deseen, durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020, puedan elaborar y aplicar un plan nacional transitorio para ciertas instalaciones. Durante la aplicación del plan, las instalaciones cubiertas por el mismo están exentas del cumplimiento de los valores límite de emisión que les correspondería según el artículo 30, apartado 2, de la Directiva 2010/75/UE si no estuvieran incluidas en el mismo y que les serían de aplicación a partir del 1 de enero de 2016, según el artículo 82, apartado 3, de las Disposiciones transitorias. Este Plan Nacional Transitorio la exención por vida útil limitada viene regulados en los arts. 46 y 47 del 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.

- **Capítulo III (arts. 5 y 6): Procedimiento para la obtención del derecho de cobro, aplicación del pago por inversión y verificación del cumplimiento de los requisitos.**

Se establece el 31 de diciembre de 2016 como plazo máximo para presentar la solicitud del pago a la inversión ante la Dirección General de Política Energética y Minas, la cual debe ir acompañada, además de la solicitud de autorización administrativa de construcción (tramitada al amparo de la LSE), de otra documentación sobre el proyecto y memoria justificativa del presupuesto estimado del mismo.

Una vez obtenida la autorización administrativa de construcción, se otorgará el derecho a percibir provisionalmente el 20% del valor del pago por inversión correspondiente que se percibirá en los doce meses siguientes. Cuando se otorgue la autorización de explotación, se tendrá el derecho a percibir de manera provisional un 80% del valor del pago de la inversión que se percibirá durante un plazo de 24 meses.

Se le atribuye a MINETUR, a través a la CNMC, la realización de las comprobaciones e inspecciones necesarias para verificar el cumplimiento de los requisitos y obligaciones recogidas en el POM, sin perjuicio de lo previsto en el art. 7 de la Ley 13/2013¹⁰.

- **Capítulo V (art. 7): Liquidación y financiación del pago por inversión.**

La liquidación mensual del pago corresponde al operador del sistema (Red Eléctrica) y **será financiado por los comercializadores y consumidores de energía directos en mercado.**¹¹

Se incluye una **Disposición adicional única** que señala los requisitos que deben reunir las instalaciones singulares para ser beneficiarias del derecho de cobro del pago para inversiones de mejoras medioambientales. La **Disposición final primera** versa sobre el título competencial en el que se ampara la POM y la **Disposición adicional segunda** establece que la entrada en vigor de la norma proyectada será desde el día siguiente al de la publicación en el BOE.

Por otro lado, se recomienda comprobar la habilitación del Ministerio en lo que respecta el rango de la norma.

¹⁰ Dicho artículo 7 de la Ley de creación de la CNMC regula las funciones otorgadas a la CNMC para la supervisión y control del correcto funcionamiento del sector eléctrico y del sector del gas natural.

¹¹ De acuerdo con lo contemplado en la DA 7ª de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

III. OBSERVACIONES

III.1 Observaciones generales

El **objeto de la POM** es crear un incentivo a la realización de inversiones que supongan una mejora medioambiental en aquellas instalaciones térmicas que consuman carbón autóctono mediante la celebración de contratos bilaterales de compra del mismo (unas cantidades garantizadas) hasta finales de 2018 (límite fijado desde instancias europeas que supone el cierre de la minería de carbón europea no competitiva).

Desde la óptica de los principios de regulación económica eficiente y promoción de la competencia, se **ha venido realizando un seguimiento** al conjunto de medidas regulatorias implementadas en el sector energético en cuanto apoyo a las fuentes tradicionales de energía.

En especial, en lo que se refiere a las ayudas al carbón autóctono (o nacional), se realizaron dos informes por la extinta CNC: el IPN 33/09 sobre el entonces Proyecto de Real Decreto¹² (PRD) de procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y el IPN 44/10 sobre modificaciones introducidas en la norma señalada. Dicho PRD dio lugar después al 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 modificó el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Aquella norma fue duramente cuestionada por los informes mencionados al considerar que ésta introducía graves distorsiones en la competencia efectiva y en los mecanismos de organización de los mercados eléctricos de forma injustificada y desproporcionada al objetivo manifestado de garantizar el suministro de energía eléctrica¹³. Además, se reclamó que la medida podría ser constitutiva de ayuda de

¹² Dicho PRD dio lugar después al [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.](#) Se trata de un procedimiento de ajuste del sistema que se aplica inmediatamente después de la casación del mercado diario, por el que se altera el resultado de la misma para retirar la producción casada correspondiente a determinadas unidades térmicas y sustituirla por la de otras centrales no casadas en el mercado que utilizan carbón autóctono como combustible. Como contrapartida, el Real Decreto 134/2010 establece una serie de pagos en calidad de compensación por lucro cesante a las unidades así retiradas del programa de generación en el mercado diario.

¹³ IPN 103/13, ANTEPROYECTO DE LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO, pág.17 y ss.

Estado en el sentido del artículo 107 del TFUE, con los efectos pertinentes de cara a plantearse notificación a la Comisión Europea¹⁴.

En particular, se advirtió sobre un impacto negativo sobre la competencia y la eficiencia en el mercado de generación, con alteraciones en la formación del precio de la energía en el mercado diario e intradiario. Atendiendo al impacto señalado, y teniendo en cuenta el elevado sobrecoste que el apoyo al carbón autóctono genera, la extinta CNC recomendó la eliminación del mecanismo instaurado, adelantando en un año la finalización de su aplicación¹⁵.

Adicionalmente, **la extinta CNE¹⁶ también manifestó la conveniencia de suprimir este mecanismo**, por el impacto que estaba teniendo sobre la formación de precios del mercado eléctrico y sobre el funcionamiento de las distintas tecnologías y cifró el sobrecoste para el consumidor de electricidad en 400 millones de euros anuales¹⁷.

Como es sabido, desde la liberalización del sector eléctrico, la actividad de generación de energía eléctrica no tiene el carácter de actividad regulada, por lo que su retribución no se fija, con carácter general por la Administración, sino que resulta del concurso o equilibrio entre la oferta y la demanda en el marco de mercado diario o intradiario o de los pactos y acuerdos a que pudieran libremente llegar las partes (en los mercados de contratación bilateral). Sin embargo, tanto la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico como la vigente Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (art. 25) contemplan ciertas excepciones a este principio general.

¹⁴ El mecanismo contemplado fue notificado a la Comisión Europea para que analizara su compatibilidad con el TFUE, determinando finalmente su autorización limitada hasta el 31 de Diciembre de 2014. Ayuda estatal nº N 178/2010 – España. Compensación por servicio público asociada a un mecanismo de entrada en funcionamiento preferente para las centrales de carbón autóctono http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/236267/236267_1151628_152_2.pdf

¹⁵ La Disposición transitoria única del Real Decreto 134/2010 señala que el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro será de aplicación hasta el 2014, o en fecha anterior que se fije por el Ministro de Industria, Energía y Turismo si las condiciones del mercado de producción español permiten al parque de generación de carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que permita su viabilidad económica en el medio plazo, de tal forma que se garantice la cobertura de la demanda eléctrica en condiciones de seguridad de suministro.

¹⁶ La CNE en su Informe sobre el sector energético español de 2012 abogaba por la eliminación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro teniendo en cuenta que, según las proyecciones realizadas, la mayor parte de las compras podrían tener un precio que hiciera que las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro no precisaran de incentivo adicional al precio del mercado para mantenerse en funcionamiento. Según la CNE el mecanismo de restricciones por garantía de suministro ha motivado un menor funcionamiento de las centrales de ciclo combinado en favor de un mayor funcionamiento de las centrales de carbón autóctono. Véase también Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro (5 de diciembre de 2012).

¹⁷ A este respecto, se puede consultar el Informe sobre el sector energético español de 2012, y el Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2008-2010 y avance 2011.

Una de estas excepciones se refiere a la habilitación al Gobierno para establecer procedimientos a favor del funcionamiento de unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado (art. 25.1 LSE). Esta previsión ha servido como base jurídica para establecer el mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Adicionalmente, se considera que el reconocimiento de un derecho a la percepción de una cantidad a las centrales que consumen carbón autóctono para su adecuación a las normas medioambientales ligado a las compras de carbón autóctono como **mecanismo de capacidad o como ayuda a la mejora medioambiental no son los instrumentos adecuados para abordar la medida propuesta** ya que:

- (i) Un **mecanismo de capacidad** debe orientarse a resolver un problema de cobertura de la demanda o de disponibilidad de potencia suficiente firme y flexible en el medio o largo plazo, y no a garantizar la disponibilidad de un recurso gestionable autóctono, en cuyo caso, deberá diseñarse de manera acorde a lo establecido en las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales¹⁸.
- (ii) El objetivo general de las **ayudas medioambientales** es incrementar el nivel de protección del medio ambiente en comparación con el que se lograría si no existieran, por lo que no resulta posible justificar las ayudas a unas centrales de carbón autóctono que podrían desplazar al despacho de centrales más eficientes desde un punto de vista medioambiental, como son los ciclos combinados.

Es decir, (i) el mecanismo propuesto establece un pago regulado y únicamente dirigido a las centrales que consuman carbón autóctono, exigiéndoles una serie de compromisos de compra de carbón y de inversiones a realizar. El diseño del pago por capacidad propuesto no se ajusta a los requisitos establecidos en el punto 3.9 (Aid for Generation Adequacy) de las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía: '*Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)*'. En particular, dichas Directrices establecen que la asignación de la retribución que se establezca debe basarse en un mecanismo competitivo (punto 3.9.5-229) y el mecanismo elegido no puede ser discriminatorio entre tecnologías (punto 3.9.3-226).

¹⁸ Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (2014/C 200/01).

Por tanto, si lo que se quisiera evitar con esta Propuesta fuese un problema de cobertura de la demanda o de disponibilidad de potencia suficiente firme y flexible, entonces debería diseñarse un mecanismo de capacidad (cuya definición está pendiente a día de hoy) que abarcara a todas las tecnologías que pudieran proveer este servicio, utilizando siempre que fuera posible un mecanismo competitivo, tal y como prevén las citadas Directrices. Cabría, en este ámbito, realizar una subasta para todas las instalaciones existentes y nuevas, sin perjuicio de que pudieran contemplarse diferentes límites de retribución para las nuevas y para aquellas que precisaran realizar inversiones derivadas de restricciones medioambientales.

Podría tener sentido justificar dicho enfoque, -en cuyo caso debería afectar a todas las centrales y no solo a las de carbón autóctono- si existiera un problema de cobertura a largo plazo, ya que, si bien en el corto plazo el sistema eléctrico español goza de un exceso de cobertura haciéndose incluso necesario la hibernación de centrales de ciclo combinado, a partir del 2020 pudiera ser necesaria tanto la incorporación de dichas centrales hibernadas, como el mantenimiento de las centrales de carbón autóctono, tal y como queda reflejado en el informe ‘Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030’ de ENTSO-E (de no realizar las inversiones en desnitrificadoras, estas centrales se verían abocadas al cierre al no cumplir con los límites de emisiones de NOX impuestos por la Directiva de Emisiones Industriales DEI a partir de 2020).

Igualmente, tal y como se avanzaba (ii), tampoco **cabría amparar el incentivo propuesto como una ayuda medioambiental** acogida a los requerimientos de las citadas Directrices (punto 3.2), dado que, el objetivo general de las ayudas medioambientales es incrementar el nivel de protección del medio ambiente en comparación con el que se lograría si no existieran. Sería por tanto, de difícil justificación incentivar sólo a aquellas instalaciones de carbón autóctono que tienen que realizar inversiones en desnitrificación y que pudiesen desplazar en el orden de mérito a otras con mejores prestaciones medioambientales.

Si por el contrario, el objetivo de la norma es resolver un problema de garantía de suministro, fomentando la existencia de fuentes de energía primaria autóctonas con el fin de reducir los riesgos que para la economía supone la situación de dependencia energética, tal y como afirma la exposición de motivos de la Propuesta, se considera que el mecanismo propuesto debería estar fundamentado en el máximo de 15% de energía de origen autóctono de carácter estratégico previsto en la Ley 24/2013. En este caso, el objetivo sería dar viabilidad a largo plazo a las centrales de carbón autóctono y sus minas asociadas, permitiendo además el cumplimiento del Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018.

Dicha habilitación debe articularse por motivos de seguridad del suministro¹⁹ (señalado expresamente por la Directiva 2009/72/CE²⁰), debiendo ser compatible con el mercado de libre competencia en producción²¹ (la LSE así lo prescribe) y asimismo, evitar la alteración del precio de mercado.

A este respecto, resulta necesario realizar las siguientes observaciones sobre el mecanismo de incentivos propuesto:

- **Sobre la Decisión de la Comisión Europea sobre la autorización del mecanismo anterior.** La Decisión de la Comisión Europea sobre la compatibilidad del mecanismo de Resolución de restricciones por garantía de suministro con el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea²² consideró que dicho mecanismo cumpliría el objetivo de disminuir riesgos concretos que amenazaban la seguridad de aprovisionamiento (como la grave crisis económica, el descenso de la demanda eléctrica, la intermitencia de las renovables y falta de conexiones con otros Estados miembros) pero lo hacía estrictamente limitándolo a un periodo transitorio de 4 años. Es decir, la Comisión Europea en su Decisión, atendiendo a la situación específica del mercado eléctrico español en el periodo 2010-2014, resaltó que la medida debía ajustarse al compromiso del Reino de España que implicaba que ninguna prolongación del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente del carbón autóctono más allá de 31 de diciembre de 2014 sería posible, incluso si se revisara el Real Decreto que lo regulaba.

Así pues, la conclusión de la Decisión fue:

“(163) Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, y, significadamente, que España se ha comprometido a terminar la aplicación del Real Decreto modificado y de las ayudas estatales que contiene el 31 de Diciembre de 2014 como más tarde y que dicha

¹⁹ Artículo 15.4 Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad: “Por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consuma en el Estado miembro de que se trate.

²¹ Artículo 25 Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

²² Ayuda estatal nº N 178/2010 – España. Compensación por servicio público asociada a un mecanismo de entrada en funcionamiento preferente para las centrales de carbón autóctono http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/236267/236267_1151628_152_2.pdf

medida es transitoria ya que las justificaciones aducidas por España indican que tiene como objetivo reducir ciertos riesgos concretos que amenazan la seguridad de suministro energético de España durante un período de cuatro años, la Comisión concluye que la ayuda notificada es compatible con el mercado interior en virtud del artículo 106, apartado 2, del TFUE.2

(34) [...] La Comisión toma nota de este compromiso, que implica que ninguna prolongación del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente más allá del 31 de diciembre de 2014 será posible, incluso si se revisara el Real Decreto.”

En este sentido, cabría plantearse si la existencia de un nuevo esquema de ayudas a las centrales de carbón que garanticen la permanencia de las centrales de la minería podría considerarse como una extensión del anterior mecanismo y por tanto, ser contrario a lo previsto en la citada decisión de la Comisión Europea.

- **Sobre el impacto del mecanismo sobre el mercado.** El mecanismo propuesto es menos distorsionador que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro que ha estado vigente durante los años 2011 a 2014. En el mecanismo anterior de restricciones por garantía de suministro existía un proceso por el cual, el operador del sistema programaba estas centrales de acuerdo con un plan, en el caso de que no resultaran despachadas en el mercado diario de producción. Con el mecanismo propuesto, la obligación para el titular es únicamente de compra del carbón, siendo él quien decide libremente cuando vender su producción, y el mercado quien establece su retribución.

No obstante lo anterior, la existencia de un incentivo a unas centrales para la realización de inversiones, al igual que cualquier otro mecanismo de capacidad, puede alterar las decisiones de los titulares de estas centrales. Así, si como consecuencia del incentivo, estas centrales se mantuviesen operativas, el despacho del mercado de producción que se obtendría sería diferente al que resultaría en ausencia de dichos incentivos. Por ello, no puede obviarse que la medida propuesta en la POM sí que afecta a la competencia en el mercado mayorista susceptible de alterar los precios en el mismo.

Sin perjuicio de lo anterior, se analizará la POM, centrado en tres tipos de consideraciones: **(i) el ajuste de la medida a los principios de regulación económica eficiente y mínima restricción competitiva;** (ii) **la consideración de la medida como ayuda de Estado y los efectos que ello conlleva.** Finalmente (iii), se realizarán **otras observaciones al articulado.**

III.1.1 Ajuste de la medida a los principios de regulación económica eficiente y mínima restricción competitiva

Con respecto al instrumento utilizado, la Propuesta introduce un mecanismo de capacidad para aquellas instalaciones de producción de electricidad que utilicen carbón autóctono, que se concreta en el reconocimiento de una retribución por la inversión en mejoras medioambientales de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno.

Como toda medida susceptible de introducir restricciones en la competencia efectiva debe ser objeto de evaluación desde la óptica de los principios de necesidad y proporcionalidad.

Sobre la necesidad de la disponibilidad de centrales para asegurar la continuidad del carbón autóctono

El objetivo de la Propuesta es asegurar el mantenimiento de una fuente de energía primaria autóctona como garantía de suministro. De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, existe una relación de dependencia entre las minas de carbón autóctono y algunas centrales que están adaptadas para consumir este tipo de combustible. La complejidad y a los altos costes logísticos entre las minas y los puertos hace que no sea viable la exportación de este carbón a otros destinos. La tabla siguiente muestra los costes de transporte estimados a partir de los parámetros de aplicación del Real Decreto 134/2010 (actualizados teniendo en cuenta el precio del diesel en el primer semestre de 2015), que supondría el traslado del carbón entre puerto y la central, representando en algún caso hasta el 50% del coste de adquisición del carbón importado en la actualidad (precio API2 54 €/Tm correspondiente al primer semestre de 2015).

Cuadro 1. Coste de transporte del Puerto a la Central €/Tm de carbón. Estimación 2015

Central	Coste logístico €/Tm
COMPOSTILLA	19,41
TERUEL	21,35
SOTO RIBERA	7,97
NARCEA 3	13,05
GUARDO 2	18,69
ROBLA 2	15,06
ANLLARES	18,69
PUENTE NUEVO	25,13
ELCOGAS	37,22

Fuente: 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.

Sin embargo, estos mismos costes logísticos hacen que el consumo de carbón autóctono, en particular el procedente de cielo abierto, por parte de las centrales cercanas sea competitivo con respecto al carbón de importación puesto en central. Por ello, la permanencia de dichas explotaciones mineras depende de la existencia de las centrales de carbón que consumen este combustible.

Si bien esas centrales podrían consumir carbón de importación, en algunos casos, sus calderas fueron diseñadas para un carbón determinado, sin que exista, una oferta de carbón importado suficientemente amplia; en otros casos, problemas logísticos dificultan la viabilidad de la puesta en central de carbón de importación de características compatibles.

La existencia de las centrales a partir de 2020 está condicionada a la realización de inversiones en desnitrificación, estando avocadas al cierre en caso de no hacerlas. Por tanto, el cierre de la central por no llevar a cabo las inversiones medioambientales necesarias conllevaría el cierre de la mina, y al contrario, el cierre de la mina, podría hacer inviable el funcionamiento de la central.

Sobre la necesidad de incentivar las inversiones medioambientales para asegurar la continuidad de la central

Además, dada la necesidad de acreditar el supuesto efecto incentivador de la medida de ayuda contemplada, sería procedente analizar la capacidad de los diferentes operadores para llevar a cabo la realización de las inversiones contempladas. Sólo si se demostrara que el operador no realizaría el proyecto sin la ayuda, sólo en este caso, ésta última podría estar justificada (siempre que se reunieran el resto de requisitos necesarios).

Del análisis efectuado por la CNMC, si se comparan los costes de generación con carbón de importación, estimados a partir del precio del carbón y del diésel en el primer semestre de 2015, con los ingresos obtenidos por estas centrales en ese mismo periodo (en el entorno de los 55-60 €/MWh), todas las centrales, excepto Elcogás obtendrían márgenes brutos positivos.

Sin embargo, estos márgenes no llegarían a cubrir, en general, la totalidad de sus costes fijos de operación y mantenimiento (entendidos éstos como aquellos que se les reconocía en el mecanismo anterior). Según esto, y considerando que el coste de la desnitrificadora fuera el recogido en la Propuesta (90.000 €/MW), sólo la central de Soto de Ribera²³ recuperaría la inversión sin recibir ninguna ayuda (considerando un plazo de amortización de 20 años, y una rentabilidad del 8%), tal y como se aprecia en la tabla siguiente.

²³ De hecho, alguno de los operadores ha anunciado, con anterioridad a la remisión de la Propuesta, la realización de la transformación de la central para adaptarla al consumo de carbón de importación, así como su intención de llevar a cabo las inversiones medioambientales correspondientes.

Cuadro 2. Estimación cobertura de costes de las centrales de carbón autóctono considerando costes de carbón de importación e ingresos de mercado de primer semestre 2015.

	Coste Variable €/MWh	Potencia MW	Horas equivalentes	Coste Variable €/MW año (A)	Ingreso medio €/MW año (B)	Margen bruto (B)- (A) (C)	Margen operativo (C) – Cfijo O&M _{RD} 134/2010 (D)	Beneficio (D)-Amortiz. desnitificac.
COMPOSTILLA	50,66	1005	2.885	146.167	162.760	16.592	- 17.408	-26.575
TERUEL	53,14	1055,77	3.450	183.320	198.859	15.539	- 18.461	-27.628
SOTO RIBERA	46,00	346,25	5.404	248.555	306.465	57.909	23.909	14.743
NARCEA 3	48,83	347,47	3.001	146.558	177.199	30.641	- 3.359	-12.526
GUARDO 2	50,03	342,43	3.059	153.031	187.862	34.831	831	-8.336
ROBLA 2	51,30	355,1	3.214	164.872	185.254	20.382	- 13.618	-22.785
ANLLARES	53,12	346,86	1.998	106.136	124.717	18.581	- 15.419	-24.586
PUENTE NUEVO	54,85	299,76	3.556	195.037	203.802	8.765	- 25.235	-34.402
ELCOGAS	57,78	296,44	5.139	296.935	257.178	- 39.757	- 179.757	-188.924

Fuente: API2, CO2 de Platts, Liquidaciones de Mercado y del Sistema. 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, Real Decreto 134/2010²⁴

Por ello, de acuerdo con las hipótesis realizadas, podrían plantearse ciertas dudas sobre la realización de las inversiones que deben acometer estas centrales en ausencia del incentivo propuesto.

No obstante, los resultados mostrados deben considerarse teniendo en cuenta que parten de estimaciones del coste variable de generación de estas centrales, realizadas en base a: cotizaciones de derechos de emisión de CO2 y del precio del carbón internacional existentes en 2015, rendimientos de las centrales reales de 2014, costes de operación y mantenimiento fijo y variables, y costes logísticos del mecanismo anterior, y que los parámetros reales en el largo plazo podrían variar sustancialmente frente a los considerados en este ejercicio. Igualmente, los costes fijos de operación y mantenimiento pueden resultar dispares en cada central, dependiendo de varios factores y especialmente del tamaño de la central. Asimismo, el escenario de precios del mercado y de la demanda podría ser muy dispar al utilizado.

²⁴ Se ha considerado que las centrales que podrían ser competitivas después de 2018 y por tanto, continuar más allá de esa fecha, deberían contar con un coste variable similar al coste de generación con carbón de importación puesto en central.

Por todo ello, los resultados mostrados no pueden considerarse concluyentes a efectos de prever si los titulares de estas instalaciones podrían acometer las inversiones medioambientales exigidas por la normativa europea de no existir el incentivo previsto en la Propuesta.

Sobre la necesidad de incentivar las inversiones en centrales cuyas explotaciones mineras cercanas tienen previsto cerrar en 2018

En virtud de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas, se permite a los Estados miembros conceder ayudas destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción de carbón inscritas en un plan de cierre, con estricta observancia a los términos y condiciones fijados en el mismo.

En aplicación de esta Decisión, la Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre, establece las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva. Dicha Orden ha sido adoptada de conformidad con el «Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras para el período 2013-2018», por el que se regulará la industria extractiva de la minería del carbón hasta el año 2018, promoviendo el cese ordenado de las explotaciones no competitivas, de acuerdo con las exigencias de la normativa europea.

Asimismo, se establece en el Marco que *“Se estima que la minería de cielo abierto está próxima a alcanzar el umbral de rentabilidad, por lo que dichas explotaciones experimentarán una reducción significativa del importe de las ayudas en 2013 y 2014, de forma que a partir de 2015 no reciban ayuda alguna. La ayuda promedio por tonelada será de 1 € en 2013 y 0,5 € en 2014”*.

Como se observa en el cuadro siguiente, las producciones previstas de carbón para el periodo 2015-2018 en el citado Marco muestran una senda decreciente en el caso de la minería subterránea, mientras que la minería a cielo abierto, sin ayudas, mantiene un nivel constante en torno a los 4 millones de toneladas anuales.

Cuadro 3. Previsión de producción de carbón autóctono procedente de la minería

Miles de toneladas	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Subterránea	2.762	2.903	2.723	2.668	2.000	1.790
Cielo abierto	3.793	3.916	3.985	3.902	3.960	4.087
TOTAL	6.555	6.819	6.708	6.570	5.960	5.877

Fuente: Marco de Actuación para la Minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018

Se ha de destacar que el punto 3 del Artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo establece que, si las unidades de producción de carbón no cierran antes de la fecha establecida en el plan autorizado por la Comisión (a más tardar el 31/12/2018), deberán devolver las ayudas percibidas durante el periodo del plan de cierre (2011 – 2018). Esto significa que, de no cerrar antes de esa fecha, los titulares de estas explotaciones tendrían que devolver unas cantidades significativas, por lo que podría plantearse como posible escenario el cierre de la minería subterránea y alguna de las minas menos competitivas de cielo abierto a finales de 2018. En este contexto, el cierre de ciertas explotaciones de la minería podría comprometer la viabilidad de algunas centrales de carbón dependientes de aquellas.

Todo ello debería ser contemplado en la Propuesta de Orden objeto de este informe, con el fin de que en el caso de que ésta fuera autorizada por la Comisión Europea, el incentivo se orientara únicamente a aquellas centrales cuyas explotaciones mineras asociadas tengan compromiso de permanencia a partir de 2018. Esto resulta necesario ya que el mecanismo propuesto no garantiza el consumo de carbón autóctono más allá del año 2018, especialmente en aquellas centrales donde resulte técnica y económicamente viable la utilización de carbón de importación.

De esta forma, si se tuvieran en cuenta las consideraciones expuestas, se dotaría a la medida propuesta de un enfoque más consistente en el largo plazo con el objetivo de garantía de suministro y de desarrollo estratégico, que, según su exposición de motivos, persigue la POM.

Proporcionalidad de la medida

Conviene, igualmente, realizar un análisis de la proporcionalidad de la medida. Según datos de la CNMC, en el período 2011-2014 las centrales afectadas por esta POM tuvieron una participación en el mix de producción nacional en torno al 4,6-7,6%.

Cuadro 4. Participación de cada tecnología en la cobertura de la demanda 2011-2014

	2011	2012	2013	2014
Nuclear	20,3%	21,3%	20,3%	20,9%
Eólico	15,5%	17,5%	20,3%	19,2%
Ciclo combinado gas	18,3%	13,5%	9,0%	8,0%
RE Térmico	12,0%	12,2%	12,3%	10,0%
RO Hidráulica	9,4%	6,0%	11,4%	12,3%
Carbón	7,4%	11,3%	9,2%	9,4%
Carbon autóctono	7,6%	7,5%	4,6%	6,3%
Solar	3,3%	4,1%	4,6%	4,8%
RE Hidráulico	1,9%	1,7%	2,6%	2,7%
importación Francia	1,7%	2,1%	2,1%	2,5%
RO - Cogeneración	1,3%	1,7%	1,5%	1,5%
Bombeo puro generación	0,7%	0,9%	1,0%	1,1%
Importación desde Portugal MIBEL	0,6%	0,1%	0,9%	1,2%

Fuente: CNMC

Parte de su producción final ha procedido, por un lado, del despacho de estas centrales en el mercado diario en aquellas horas en las que su coste variable ofertado era inferior al precio marginal del mercado, y por otro, de la aplicación del procedimiento de garantía de suministro vigente desde 2011 a 2014²⁵ por el cual el operador del sistema las programaba con posterioridad al mercado, garantizando así la producción procedente de estas centrales hasta un volumen objetivo (retirando energía equivalente casada en mercado de otras centrales).

Resulta procedente analizar el volumen de carbón consumido por las centrales de carbón el año pasado para verificar la relevancia de la obligación impuesta.

La POM exige a las centrales comprar anualmente en el periodo 2015-2018 6.000.000 termias PCS de carbón autóctono por MW instalado (excepto para Elcogás, cuyo compromiso sería de 970.000 termias/MW²⁶). Este valor supera el volumen de carbón consumido por las centrales de carbón autóctono derivado del despacho realizado en 2014 en el mercado diario, acorde a su orden de mérito (sin necesidad de programación por parte del operador del sistema a través del mecanismo de garantía de suministro).

El cuadro siguiente muestra las termias de carbón autóctono consumidas por cada central en 2014 derivado de su despacho en mercado diario, estimadas a partir de los consumos y porcentajes de producción en días sin necesidad de programación por parte del operador del sistema. **Como puede observarse, únicamente el consumo de la central de Teruel, al contar con los costes variables más reducidos, estaría cercano al volumen establecido en la POM (6.000.000 de termias).**

Cuadro 5. Estimación de las termias de carbón autóctono consumidas por cada central en 2014

2014 ter/MW	Consumo de carbón autóctono que resultó despachado por costes variables	Consumo de carbón autóctono que resultó despachado por el Operador del Sistema en RGS*	TOTAL Consumo de carbón autóctono correspondiente a la producción total
COMPOSTILLA	5.536.758	1.388.639	6.925.397
TERUEL	5.952.838	972.364	6.925.202
SOTO RIBERA	3.773.585	238.957	4.012.543
NARCEA 3	1.156.074	3.578.389	4.734.462
GUARDO 2	4.531.984	1.228.994	5.760.979

²⁵ Regulado por el ya mencionado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

²⁶ Disposición adicional única de POM relativa a las instalaciones singulares que será objeto de valoración con posterioridad en este Informe,

2014 ter/MW	Consumo de carbón autóctono que resultó despachado por costes variables	Consumo de carbón autóctono que resultó despachado por el Operador del Sistema en RGS*	TOTAL Consumo de carbón autóctono correspondiente a la producción total
ROBLA 2	1.222.222	4.338.520	5.560.742
ANLLARES	712.724	5.044.731	5.757.455
PUENTE NUEVO	159.616	8.715.446	8.875.063
ELCOGAS	268.766	1.127.960	1.396.725

*RGS: Mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro por el que se incentivaba la programación del carbón autóctono. Fuente: CNMC.

Un volumen de compras de carbón demasiado exigente en el caso de alguna central podría dar lugar a los siguientes problemas relacionados con el despacho del mercado:

- Podría no existir hueco térmico suficiente para permitir su despacho en el mercado, lo que pudiera derivar en una programación en algún caso motivada por un exceso de stock, y no por su orden de mérito económico, suponiendo una alteración del precio del mercado.
- Podría incrementarse el coste del carbón por tener que acceder a emplazamientos de mayor coste de extracción y/o de transporte, lo que podría derivar en un incremento de los costes de estas centrales y, en consecuencia, del precio del mercado.
- Podría dificultar las condiciones de negociación con la empresa minera, al estar el titular comprometido a comprar todos los recursos disponibles de las explotaciones cercanas, lo que podría derivar en un incremento en el precio de adquisición y, en consecuencia, del precio del mercado.

No obstante lo anterior, la capacidad de consumo de carbón autóctono de las centrales en un periodo determinado resulta muy sensible a las condiciones del mercado de producción, como puede ser el precio, la aportación de la energía renovable, la evolución de la demanda o el coste de producción de dichas centrales. Por ello, el consumo que pudiera alcanzarse en el periodo 2015-2018 pudiera ser muy distinto al registrado en 2014. Asimismo, hay que señalar que el despacho de estas centrales en 2014 estaba limitado por la pérdida de retribución de costes fijos que suponía el funcionamiento fuera de la planificación asignada por el operador del sistema bajo el mecanismo de restricciones por garantía de suministro. Por otra parte, hay que tener en cuenta la incertidumbre que rodea la evolución de los parámetros que afectan al consumo de carbón (demanda, precio del carbón de importación, precio del gas, etc).

III.1.2 Posible existencia de ayuda de Estado y adecuación al TFUE

Tal y como se avanzaba, no puede descartarse que el mecanismo propuesto constituya una ayuda de Estado en el sentido del artículo 107.1 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), y que por tanto, éste debería ser notificado a la Comisión Europea y aprobado por ésta antes de su efectiva aplicación²⁷.

En este sentido, debe analizarse si los elementos contenidos en la medida proyectada son susceptibles de encajar en los cuatro elementos exigidos por el art. 107.1 del TFUE, que precisa lo siguiente: *“Salvo que el presente Tratado disponga otra cosa, serán incompatibles con el mercado común, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.”* A continuación se analiza la concurrencia de cada uno de estos elementos en la medida en cuestión.

El POM establece una ayuda a la inversión en mejoras medioambientales, pero supeditada al compromiso de compra de unas cantidades de carbón autóctono, por lo que a efectos prácticos constituye tanto una posible ayuda para los titulares de instalaciones de producción del sistema que utilicen carbón (que verán subvencionadas sus inversiones) como sobretodo una ayuda indirecta al mantenimiento de las explotaciones mineras:

- *Existencia de fondos públicos.* La jurisprudencia de la UE, frente a una situación inicial excesivamente formalista en cuanto a la presencia de los elementos constitutivos de ayuda de Estado en las obligaciones impuestas a los productores de electricidad²⁸, recientemente se ha posicionado por una opción más favorable a la presencia²⁹ de fondos públicos en este tipo de obligaciones regulatorias. En este sentido, debe valorarse que las ayudas

²⁷ El artículo 108.3 del TFUE dispone que « el Estado miembro interesado no podrá ejecutar las medidas proyectadas antes de que en dicho procedimiento haya recaído decisión definitiva ».

²⁸ STJCE de 13 de marzo de 2001 asunto C-379/98 Preussen Elektra, se analizó la imposición a los distribuidores de electricidad de recurrir a productores de energía renovable y se consideró que sin perjuicio de que existiera una ventaja selectiva no había presencia de ayudas de Estado por cuanto el coste de la medida analizada era asumido por los distribuidores de electricidad y no por el Estado, por lo que no había presencia de fondos públicos.

²⁹ STJUE de 19 de diciembre de 2013 asunto [Vent De Colère](#). El objeto del litigio: el sistema de apoyo francés a la energía eólica, según el cual las distribuidoras están obligadas a comprar la energía eólica generada por instalaciones de menos de 12 MW de potencia, y el sobrecoste que les pueda generar dicha obligación es después compensado por los consumidores. El debate jurídico consistía en saber si ese fondo de compensación a las distribuidoras por la obligación de compra constituye o no una ayuda de Estado, y por tanto, dicho mecanismo debió notificarse a la CE. La asociación *Vent de Colère* inició un procedimiento por no notificación de ayuda de Estado (artículo 108.3 del TFUE).

reguladas en el POM, aunque sean abonadas finalmente por el consumidor, contienen estos caracteres: se impone mediante disposiciones regulatorias adoptadas por las autoridades nacionales e intervienen organismos públicos en la gestión y verificación del cumplimiento de los requisitos (CNMC)³⁰. Éstos son en cualquier caso indicios de la presencia de fondos públicos o al menos de la imputabilidad de la medida al poder público.

- *Ventaja económica y selectividad de la medida.* La noción de *ventaja económica* apunta a la obtención de un beneficio que no sería posible obtener en términos de mercado. Por su parte, la noción de *selectividad* hace referencia a que determinadas empresas o producciones se van a ver beneficiadas más que otras. El pago por capacidad regulado en la POM beneficia: (i) por un lado, a las instalaciones de generación del sistema eléctrico peninsular que consuman carbón autóctono, que recibirán el pago para la realización de mejoras que, en todo caso, están obligadas a llevar a cabo para cumplir con los límites de emisiones contaminantes marcados por la Directiva Europa de emisiones industriales y, (ii) por otro, a los productores de carbón autóctono en cuanto se les asegura la venta de unas cantidades mínimas de dicho input a las empresas generadoras de electricidad que en condiciones de mercado no estarían en condiciones de obtener, debido en principio a los menores precios y mayor calidad calorífica del carbón importado.
- *Falseamiento de la competencia.* Se considera que existe un falseamiento de la competencia cuando una empresa o producción ve reforzada su posición en el mercado por otros motivos que no guardan relación con sus propios méritos o esfuerzos, lo que afectará de forma negativa a otras empresas o producciones. En el caso de la medida propuesta en la POM, sitúa a los productores de carbón nacional en una posición privilegiada con respecto al carbón de otra procedencia geográfica, falseando la competencia.
- *Afectación a los intercambios comerciales entre los Estados miembros.* Según la práctica de la Comisión Europea, basta con acreditar que los posibles beneficiarios ejercen una actividad económica y operan en mercados en los que existen intercambios comerciales entre Estados miembros. El hecho de que la POM prevea una medida que suponga una

³⁰ En la respuesta final del Tribunal de Justicia de la Unión Europea a la cuestión prejudicial remitida por el [TS ante el recurso interpuesto por Elcogás](#) contra la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial (STS 27 febrero de 2015), se recuerda que: el concepto de intervención mediante fondos estatales está destinado a incluir, además de las ventajas concedidas directamente por el Estado, las otorgadas por medio de fondos públicos o privados, designados o instituidos por el Estado para gestionar la ayuda (véase la sentencia Association Vent De Colère! y otros, EU:C:2013:851, apartado 20).

ventaja para la producción de carbón autóctono, junto a la posible existencia de ventaja para determinados operadores de producción eléctrica incide sobre el comercio entre Estados miembros. Así, por ejemplo, en el ámbito de la producción de carbón, los productores de carbón comunitario (y extracomunitario) pueden verse afectados por la medida en la medida en que la provisión a clientes en España les resultará más difícil. Además, la medida puede incidir en el aprovisionamiento de otras fuentes de energía primaria que realizan las centrales eléctricas para producir electricidad a las que se les condiciona el pago al aprovisionamiento de carbón autóctono.

En definitiva, a la vista de lo explicado anteriormente, no puede descartarse que la medida reúna los elementos para ser considerada ayuda de Estado en el sentido del art. 107.1 TFUE, por lo que se recomienda, en caso de que no se lleve a cabo su replanteamiento, se proceda a su notificación a la Comisión Europea, suspendiendo su ejecución hasta que se remita la oportuna autorización por aquella en virtud del art. 108.3 del TFUE.

III.2 Otras observaciones al articulado

- *Retribución unitaria por inversión realizada:* No se justifica en el articulado ni en la MAIN cómo se ha determinado la cuantía de 90.000 euros/MW para incentivar la inversión. Se recomienda que quede explícito en la norma qué criterios han llevado a fijar dicho importe, debiendo considerarse la realización un estudio coste-beneficio de la medida. Es decir, siendo el objetivo de la POM incentivar la inversión en mejoras medioambientales en las centrales de carbón autóctono que permitan a éstas cumplir los límites de emisiones de nitrógeno, la retribución unitaria prevista en la norma no debería ser mayor que el coste de la alternativa tecnológica coste-eficiente que permita lograr dicho objetivo.
- *Cuantía de carbón adquirido:* La POM exige a las centrales comprar anualmente en el periodo 2015-2018, 6.000.000 termias PCS de carbón autóctono por MW instalado, sin que se justifique dicha cuantía. Ni siquiera se apoya la medida en la existencia de hueco térmico suficiente para permitir su despacho en el mercado. Dado el impacto que pudiera tener sobre el mercado, tal y como se ha indicado anteriormente, la fijación de objetivos demasiado exigentes, cabría definir un objetivo de compromiso de compra de carbón autóctono flexible, de tal forma que el objetivo máximo estuviera asociado al cobro del incentivo máximo previsto de 90.000 €/MW y el objetivo mínimo con una retribución mínima.

Los objetivos fijados deberían ser tales que la retribución percibida por cada central fuera acorde a su contribución al objetivo de la Orden de mantenimiento de la minería del carbón nacional, tal y como establece la

Orden (en contra de lo planteado en algunas alegaciones realizadas por los miembros del Consejo Consultivo que solicita objetivos diferenciados por central).

Por ejemplo, cabría plantearse la fórmula siguiente para calcular el incentivo correspondiente de cada central:

Si $CompraReal > CompraObjetivoMínimo$

$$Incentivo = 90.000 - CoefPen * (CompraObjetivoMáx - CompraReal) * 90.000 / CompraObjetivoMax$$

$$Incentivo \geq 0$$

Si no

$$Incentivo = 0$$

Donde

CompraObjetivoMáx es el objetivo máximo de compras de carbón: 6.000.000 termias/MW

CompraObjetivoMínimo es el objetivo mínimo de compras de carbón que se establezca, por debajo del cual se perdería toda la retribución

CompraReal es la compra real de carbón autóctono

CoefPen es el coeficiente penalizador que se quiera establecer por el incumplimiento (si >1 , la pérdida de la inversión será mayor que la proporción de incumplimiento en las compras)

- *Compromiso de la compra del carbón.* La Propuesta establece que los contratos de aprovisionamiento de carbón autóctono para el periodo 2015-2018 deberán estar suscritos en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de la orden. Entendiendo que estos contratos abarcan la totalidad del periodo, cabría contemplar cierta flexibilidad en las cantidades a adquirir cada uno de los años, siempre que se alcanzara el objetivo final de los cuatro años. Para ello, habría que eliminar la obligación de adquirir cantidades anuales y habría que contemplar, asimismo, un ajuste final en la liquidación del incentivo a la vista de las compras efectivamente realizadas.
- *Plazo para presentar los contratos de aprovisionamiento.* En este mismo ámbito se han recibido alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo solicitando un mayor plazo (previsto en la Orden de un mes desde la entrada en vigor de la Orden) para la presentación de los contratos de aprovisionamiento, con el fin de tener tiempo suficiente para poder negociar las condiciones entre los posibles suministradores. Por ello, cabría ampliar este plazo a dos meses.

III.3 Sobre la financiación de los pagos por capacidad

La Disposición transitoria única del Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, modifica los precios correspondientes a los pagos por capacidad que deben satisfacer los consumidores.

En particular, establece los precios que se aplicarán en el periodo comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de diciembre de 2015. Dichos precios suponen una reducción del 40% respecto de los establecidos en la Orden ITC/3860/2007 y una reducción en 2015 de los ingresos asociados a los pagos por capacidad estimada en 231 M€.

Teniendo en cuenta la previsión de ingresos y costes asociados a los pagos por capacidad implícita en la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, se obtenía un superávit de los pagos por capacidad de 961 M€, en lugar de los 730M€ que resultan con la aplicación del Real Decreto-ley 9/2015. Por ello, en caso de resultar de aplicación la Propuesta de Orden, cuyo coste estimado de acuerdo con la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden alcanza 405 M€ para el periodo completo de aplicación de la Orden (2015-2018), se seguiría manteniendo un saldo positivo de los pagos por capacidad.

Cuadro 6. Estimación del saldo de los pagos por capacidad en 2015 correspondiente a la Orden IET/2444/2014 y al RDL 9/2015, sin tener en cuenta la aplicación de la Propuesta de Orden objeto de este informe

Antes RDL 9/2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos pagos por capacidad (miles €) (A)	1.391.157	1.401.341	1.422.295	1.445.779	1.471.653	1.499.528
Costes pagos por capacidad (miles €) (B)	429.622	414.707	391.718	375.447	348.814	325.851
Incentivo a la inversión	254.572	241.172	217.403	201.132	174.499	151.536
Servicio de disponibilidad	175.049	173.534	174.315	174.315	174.315	174.315
Déficit(-)/Superávit (*) pagos por capacidad (miles €) (A) - (B)	961.536	986.634	1.030.577	1.070.332	1.122.839	1.173.677
Después del RDL 9/2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020

Ingresos pagos por capacidad (miles €) (A)	1.159.963	1.168.429	1.185.900	1.205.481	1.227.055	1.250.297
Costes pagos por capacidad (miles €) (B)	429.622	414.707	391.718	375.447	348.814	325.851
Incentivo a la inversión	254.572	241.172	217.403	201.132	174.499	151.536
Servicio de disponibilidad	175.049	173.534	174.315	174.315	174.315	174.315
Déficit(-)/Superávit (*) pagos por capacidad (miles €) (A) - (B)	730.342	753.722	794.182	830.034	878.241	924.446

Fuente: RDI 9/2015, Orden IET/2444/2014, CNMC

III.4 Conclusiones

Esta CNMC considera que la medida propuesta consistente en el reconocimiento de un derecho a la percepción de una cantidad a las centrales que consumen carbón autóctono para su adecuación a las normas medioambientales, además de no estar justificada en cuanto a su necesidad y proporcionalidad, no puede ser concebida como un:

- **mecanismo de capacidad** pues de ser así el mismo debe orientarse a resolver un problema de cobertura de la demanda o de disponibilidad de potencia suficiente firme y flexible en el medio o largo plazo (cuestiones que no se justifican por el órgano proponente de la medida) y no a garantizar la disponibilidad de un recurso gestionable autóctono. En todo caso, su diseño debería adecuarse a lo establecido en las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, sin discriminación entre tecnologías.
- **una ayuda medioambiental** puesto que el objetivo de las ayudas medioambientales es incrementar el nivel de protección del medio ambiente en comparación con el que se lograría si no existieran, lo que hace imposible justificar las ayudas a unas centrales de carbón autóctono que podrían desplazar al despacho de centrales más eficientes desde un punto de vista medioambiental, como son los ciclos combinados

Igualmente, resulta cuestionable la base jurídica alegada por el órgano proponente ya que el art. 25 de la LSE habilita al Gobierno para establecer procedimientos a favor del funcionamiento de unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta **un límite del 15%** de la cantidad total de energía primaria, pues dicha habilitación debe

articularse por motivos de seguridad de suministro y debe ser compatible con el mercado de libre competencia en producción y evitando la alteración del precio de mercado, circunstancias que no han contado con la suficiente justificación por parte del órgano proponente.

En todo caso, el nuevo esquema de ayudas a las centrales de carbón que garantice la permanencia de las centrales de la minería podría considerarse una extensión del anterior mecanismo de restricciones por garantía de suministro (regulado en 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 por tanto, ser contrario a lo previsto en la Decisión de la Comisión Europea sobre su compatibilidad con el TFUE que la limitaba excepcionalmente hasta diciembre de 2014 (Ayuda estatal nº N 178/2010 – España).

Finalmente, no puede descartarse que el esquema de ayudas proyectado reúna los elementos para ser considerada **ayuda de Estado** en el sentido del art. 107.1 TFUE, por lo que se recomienda, en caso de que no se lleve a cabo su replanteamiento, se proceda a su notificación a la Comisión Europea, suspendiendo su ejecución hasta que se remita la oportuna autorización por aquella en virtud del art. 108.3 del TFUE.