



COMISIÓN EUROPEA

Bruselas, 29.09.2010
C(2010)4499 final

**Asunto: 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**

Excelentísimo Señor Ministro:

1. PROCEDIMIENTO

- (1) El 12 de mayo de 2010, tras mantener contactos previos de prenotificación, España notificó a la Comisión la medida antes citada, de conformidad con el artículo 108, apartado 3, del TFUE (en lo sucesivo, denominada «la medida notificada»).
- (2) Mediante cartas de 14 y de 15 de junio de 2010, registradas el 16 de junio 2010, se envió información adicional.
- (3) La Comisión solicitó información adicional mediante carta de 13 de agosto de 2010. España respondió por medio de carta de 31 de agosto 2010, registrada el mismo día.
- (4) El Ministro de Industria, Turismo y Comercio envió una carta con fecha de 3 de septiembre de 2010, registrada el 6 de septiembre de 2010.
- (5) España presentó información adicional mediante carta de 17 septiembre 2010, registrada el mismo día.

Excmo. Sr. Don Miguel Ángel MORATINOS
Ministro de Asuntos Exteriores
Plaza de la Provincia 1
E-28012 MADRID

- (6) Entre febrero y septiembre de 2010, la Comisión recibió denuncias y cartas sobre las medidas previstas por España, remitidas por diversas empresas presentes en los mercados españoles de la electricidad y el gas natural, así como de asociaciones empresariales que representan a los sectores del gas natural y el carbón en España. La Comisión recibió también denuncias y cartas de un miembro del Parlamento Europeo y de otro antiguo miembro, de tres autoridades locales españolas y de dos organizaciones no gubernamentales de medio ambiente.

2. DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA

2.1. Base jurídica

- (7) España notificó:
- un Real Decreto adoptado el 12 de febrero de 2010: 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 (en lo sucesivo, denominado «Real Decreto 134/2010»);
 - un Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 134/2010 (en lo sucesivo, denominado «Proyecto de Real Decreto modificador»).
- (8) Estas disposiciones están basadas en el artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que prevé 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.
- (9) España informó de que el Real Decreto 134/2010 todavía no se había aplicado y no se aplicará sin haber sido modificado por el Proyecto de Real Decreto modificador.
- (10) La base jurídica de la medida en la legislación nacional será, por tanto, el Real Decreto 134/2010 modificado por el Proyecto de Real Decreto modificador, en lo sucesivo, denominado «Real Decreto modificado».

2.2. Objetivo y contexto de la medida; beneficiarios

- (11) La medida notificada es una compensación financiera que España tiene previsto conceder a los titulares de diez centrales que consumen carbón autóctono junto con otros combustibles¹. Estas empresas estarán sujetas a la obligación de producir determinados volúmenes de electricidad a partir de carbón autóctono, en las condiciones especificadas en el Real Decreto modificado. Esta obligación de producción se aplicará mediante un

¹ La mayoría de estas plantas consumen una mezcla de carbón autóctono e importado. Todo el carbón importado utilizado actualmente para la generación de electricidad en España procede del exterior de la UE.

mecanismo por el cual se dará preferencia al funcionamiento de esas diez centrales de carbón autóctono frente a otras centrales («mecanismo de entrada en funcionamiento preferente»). El siguiente cuadro muestra la lista de estas centrales de carbón autóctono y su estructura de titularidad.

Cuadro 1: Centrales de carbón autóctono incluidas en el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente

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

Las centrales que se incluyen en la lista son todas las que tienen un acuerdo de adquisición de carbón autóctono actualmente en vigor.

- (12) El mecanismo de entrada en funcionamiento preferente, que en el Real Decreto modificado se denomina «mecanismo de restricciones por garantía de suministro», es un mecanismo por el cual, diariamente, el resultado de la casación del mercado diario de electricidad español programado se ajusta hasta donde sea necesario para garantizar que las citadas centrales que funcionan con carbón puedan colocar en ese mercado unos volúmenes de electricidad fijados de antemano generados a partir de carbón autóctono.
- (13) España considera que la obligación de producción impuesta a los titulares de las citadas centrales de carbón autóctono corresponde a la prestación de un verdadero servicio de interés económico general relativo a la seguridad del suministro de energía basado en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad²:

«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.»

² Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE (DO L 176 de 15.7.2003, p. 37).

El 3 de marzo de 2011, la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad será derogada y sustituida por la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad³. No obstante, la redacción del artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad se mantiene sin cambios en el artículo 15, apartado 4, de la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad.

- (14) España considera que la compensación financiera notificada es una compensación de servicio público que constituye ayuda estatal y debe ser declarada compatible con el mercado interior con arreglo al artículo 86, apartado 2, del Tratado CE (ahora artículo 106, apartado 2, del TFUE).
- (15) Las medidas establecidas en el Real Decreto modificado garantizarán, por tanto, que las diez centrales citadas que utilizan carbón como combustible tengan un nivel mínimo de actividad y cubran sus costes de producción.
- (16) España considera que estas medidas son necesarias para resolver los problemas relativos a la seguridad del suministro energético, que surgen de la combinación de diversos elementos que afectan al mercado eléctrico español:
- el incremento constante y significativo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, que se beneficia de medidas específicas de apoyo cuyo objetivo es garantizar que España respete sus compromisos de la UE por lo que se refiere a la penetración de energía de origen renovable⁴;
 - el hecho de que la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable es «intermitente»: aun cuando la capacidad instalada de unidades de generación renovable es relativamente elevada, la capacidad de generación disponible real de estas unidades en cada momento es muy variable puesto que depende de las condiciones meteorológicas. Este es el caso en particular de las turbinas eólicas;
 - la falta de capacidad de interconexión adecuada entre el sistema eléctrico español y los otros grandes mercados de electricidad europeos.
- (17) España señaló que a causa de la penetración de la electricidad renovable, que proseguirá a buen ritmo hasta 2020, la parte de la demanda nacional de electricidad que debe ser satisfecha mediante la producción obtenida a partir de gas y carbón va en descenso y seguirá disminuyendo. Por lo tanto, estas centrales tienen cada vez menos acceso al mercado mayorista de electricidad español, lo que limita los ingresos generados por la venta de su producción en dicho mercado. Además, España hace hincapié en que la falta de capacidades de interconexión con otros grandes mercados de electricidad europeos limita las oportunidades de que los titulares de las centrales que utilizan como combustible gas y carbón destinen las capacidades sobrantes de estas centrales a la

³ 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 la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.08.2009, p. 55).

⁴ En España, la electricidad procedente de fuentes renovables —incluidas las grandes centrales hidroeléctricas— representaba ya aproximadamente el 23 % de la producción total de electricidad en 2008. Este porcentaje aumenta constantemente puesto que España se ha comprometido a obtener más del 40 % de su producción total de electricidad a partir de fuentes renovables para 2020.

exportación, aun cuando la producción de dichas centrales podría ser competitiva en otros grandes mercados eléctricos mayoristas europeos, como el francés o el alemán, en los que los precios actualmente son notablemente más elevados que en España. Los datos presentes y planeados de nivel de interconexión con Estados miembros vecinos proporcionados por España son los siguientes:

Cuadro 2: Interconexiones de electricidad actuales y planeadas (en MW)

	Con Portugal		Con Francia		
	Portugal > España	España>Portugal		Francia > España	España>Francia
Antes de 2004	580-600	750-1050	1997-1998	550	400
2004-2009	1200-1300	1100-1500	1998-2002	1100	400
2010	1500-2500	1600-2300	2002-2009	1400	500
2014	3000	3000	2010	1400	<1400
			2014	2500-3000	1700-2800

Fuente: información de 31 de agosto de 2010

- (18) Los datos muestran que, aunque se están llevando a cabo importantes proyectos de inversión que se planea incrementen significativamente las capacidades de interconexión en los próximos cuatro años, las interconexiones seguirán siendo limitadas en valor absoluto durante dicho período: hasta el año 2014, no se proyecta ni que las capacidades totales de importación ni que las capacidades totales de exportación de España sobrepasen 6 000 MW, lo cual supone alrededor de 6.6% de la capacidad de generación instalada en España peninsular en 2008 (91 000 MW).
- (19) Los factores identificados en el punto 16 tienden a debilitar la rentabilidad de las centrales que funcionan con gas y carbón. Esta tendencia se ha visto exacerbada por las consecuencias de la recesión económica mundial, que ha ocasionado un descenso del 5 % de la demanda de electricidad en España en 2009, y, en consecuencia, un descenso importante de los precios mayoristas de electricidad. En especial, el funcionamiento de las centrales que utilizan carbón autóctono como uno de sus combustibles (en lo sucesivo, denominadas «las centrales de carbón autóctono») se ha reducido de forma drástica. España considera que, en estas circunstancias, los operadores de centrales térmicas podrían decantarse por cerrar una serie de activos para incrementar sus márgenes de funcionamiento.
- (20) Sin embargo, según las autoridades españolas, las centrales que funcionan con gas y carbón existentes son necesarias para garantizar la seguridad del suministro de electricidad dada la estabilidad que proporcionan al sistema eléctrico español en condiciones meteorológicas extremas que se producen con regularidad en verano e invierno. En esas condiciones, la demanda de electricidad puede ser relativamente elevada mientras que la capacidad disponible de unidades de generación renovable puede ser limitada, y ambos fenómenos se ven influidos por las condiciones meteorológicas. Por consiguiente, en esas condiciones, una parte importante de la demanda de electricidad debe ser satisfecha por la producción obtenida a partir de gas y carbón. España señala que, exceptuando periodos aislados de indisponibilidad, las centrales de carbón suelen ser lo suficientemente fiables para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y

el suministro eléctrico, y actúan como centrales de producción gestionable. Aparte de dos centrales que tuvieron importantes obras de mantenimiento en 2009, la disponibilidad de cada una de las diez centrales de carbón autóctono reseñadas arriba superaba 84% en 2009. Además, su capacidad disponible en cada momento es altamente previsible ya que depende de parámetros técnicos estables.

- (21) Además, todas las centrales de carbón autóctono proveen servicios de equilibrio del sistema al Operador del Sistema de Transmisión (soluciones de restricciones técnicas, gestión de desvíos y regulación terciaria), cuya intención primera es el mantener la frecuencia de la red de transmisión y evitar así apagones. Esquemáticamente, dichos servicios consisten en ajustar el output de las centrales que los proveen, a la alta o a la baja, en un período determinado⁵, en respuesta a la demanda del Operador del Sistema de Transmisión. Normalmente, dichos servicios no pueden ser prestados por centrales nucleares y centrales con producción no-flexible como las turbinas eólicas y las centrales hidroeléctricas fluviales. Al contrario, el crecimiento de la electricidad intermitente de origen renovable aumenta la necesidad de dichos servicios. Los principales proveedores son las centrales de carbón, gas natural y fuel oil. Además, algunos de esos servicios, cuando son requeridos por el Operador del Sistema de Transmisión, sólo pueden ser prestados por centrales que ya están conectadas. Por consiguiente, el hecho que las centrales de carbón autóctono dispongan de un acceso reducido al mercado diario de electricidad disminuye su capacidad para proveer servicios de equilibrio. El cuadro siguiente ilustra el marcado descenso en el suministro de servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria por parte de las centrales de carbón autóctono en 2010, en correlación con el marcado descenso de volúmenes suministrados en el mercado diario.

Cuadro 3 : Prestación de servicios de equilibrio por centrales de carbón autóctono (ajuste de output de las centrales en GWh)

		2007	2008	2009	2010 (hasta Julio)
gestión de desvíos	Ajuste al alza	49	134	63	10
	Ajuste a la baja	129	140	334	13
regulación terciaria	Ajuste al alza	94	211	116	15
	Ajuste a la baja	242	307	286	20

Fuente: información de 31 de agosto de 2010

Las autoridades españolas indicaron que, aunque las centrales de carbón autóctono sean algo menos flexibles que las de gas con turbinas de ciclo combinado, no obstante satisfacen a las exigencias técnicas para prestar esos servicios al sistema. En su conjunto, las centrales de carbón autóctono garantizan una reserva sustancial de corriente de más de 2 370 MW por encima del output técnico mínimo de las centrales, que se puede usar para asegurar la estabilidad de la red.

⁵ Para la gestión de desvíos, el tiempo de respuesta es entre una y tres horas, mientras que para la regulación terciaria es menos de 15 minutos.

- (22) Se desprende por tanto de las cuestiones examinadas en los puntos 20 y 21 que, aunque a las centrales de gas y carbón solo se recurre, en promedio, para volúmenes limitados de electricidad, serían, no obstante, necesarias para satisfacer la demanda en condiciones meteorológicas extremas y también porque juegan un papel importante para la prestación de servicios de equilibrio al Operador del Sistema de Transmisión. Esta situación está relacionada con una característica específica de la electricidad, a saber, que no puede ser almacenada de forma económica en grandes cantidades; de ahí la necesidad de disponer de capacidades de generación suficientes para responder a la demanda instantánea en cada momento, y no solo en promedio.
- (23) España facilitó estimaciones del «índice de cobertura a medio plazo» en distintos supuestos, basadas en datos extraídos de un informe elaborado por Red Eléctrica de España (en lo sucesivo, denominada «REE»)⁶. REE, el operador de la red de transporte del sistema eléctrico español, es también responsable de estimar la futura demanda de electricidad en España y de señalar las posibles necesidades de capacidad adicional de generación. REE debe notificar sus evaluaciones al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El «índice de cobertura a medio plazo» se define en la notificación como el índice previsto anualmente hasta 2014 entre, por una parte, las capacidades de generación disponibles, estimadas en función de las capacidades de las instalaciones de generación⁷, y, por otra, la demanda instantánea máxima de electricidad (picos de demanda). España considera que, para mantener un margen de seguridad suficiente, el índice de cobertura a medio plazo debe mantenerse por encima de 1,1.
- (24) En particular, España calculó el índice de cobertura a medio plazo para el supuesto de que no se adoptaran medidas específicas. Dadas las características principales del mercado eléctrico español y el impacto de la crisis económica global, ya expuesto, España basó su evaluación de este supuesto en dos premisas fundamentales: 1) que se cerraran las diez centrales de carbón autóctono citadas, y 2) que, durante el periodo en cuestión, no se añadieran más turbinas adicionales de ciclo combinado de gas que las que ya están en construcción. Los resultados de este cálculo indican que el índice de cobertura a medio plazo descendería por debajo de 1,1 entre 2012 y 2014, lo que acarrearía riesgos inaceptables de interrupción del suministro eléctrico.
- (25) A la vista de este resultado, las autoridades españolas consideran que parece razonable tomar medidas específicas para incrementar el índice de cobertura a medio plazo hasta el nivel requerido. Por otra parte, consideran que, sin medidas como las establecidas en el Real Decreto modificado, uno de cuyos objetivos es evitar el cierre de las centrales de carbón autóctono existentes, sería necesario aportar apoyo financiero para la instalación de nuevas capacidades de generación.

⁶ «Integración de Generación Renovable a Medio Plazo 2009-2014», octubre de 2009. Red Eléctrica de España. Este informe se adjuntó a la notificación.

⁷ La capacidad de generación disponible se estima basándose en datos estadísticos e históricos relativos, por ejemplo, a la duración de los periodos de indisponibilidad por mantenimiento programado o imprevisto de cada uno de los principales grupos de tecnología de generación (carbón, gas, nuclear, etc.).

- (26) No obstante, según las autoridades españolas, el aporte de apoyo financiero para la construcción de nuevas capacidades de generación a partir de gas resultaría más costoso que una medida destinada a garantizar la viabilidad económica de las centrales de carbón autóctono existentes. España presentó estimaciones cuantificadas para respaldar sus conclusiones. Por otra parte, España también mencionó el plazo de tiempo necesario para que las nuevas capacidades de generación estén en el mercado: en general, un lapso de tres años entre la decisión de invertir en una nueva central que genere a partir de gas y el término de la construcción, lapso que podría prolongarse dependiendo del tiempo que lleve realizar los análisis medioambientales del proyecto y los procedimientos administrativos para autorizarlo. España también hizo hincapié en que, además de los riesgos «a medio plazo», es decir, los riesgos de interrupción del suministro en los próximos años, había también «riesgos a corto plazo» que podían identificarse basándose en situaciones observadas en días específicos del invierno. Por ejemplo, el 11 de enero de 2010 fue necesaria la capacidad total de las turbinas de ciclo combinado de gas y 5 000 MW de los 11 000 MW de las capacidades totales generadas a partir de carbón para satisfacer la demanda, a pesar de la abundancia de capacidades hidroeléctricas disponibles.
- (27) Por tanto, España concluye que una medida destinada a garantizar la viabilidad económica de las centrales de carbón autóctono existentes es rentable, habida cuenta del objetivo perseguido.
- (28) España añadía que, sin una medida de este tipo, el cierre esperado de las centrales de carbón autóctono pondría en peligro la actividad minera en España⁸. Si cerraran las minas de carbón, desaparecería el único combustible fósil ampliamente disponible en España. Por otra parte, según el Proyecto de Real Decreto modificador, la drástica reducción del funcionamiento de las centrales de carbón autóctono que se observa actualmente como consecuencia del descenso de la demanda de electricidad, pone de por sí en peligro la continuidad de la actividad de la minería del carbón en España porque la mayor parte del carbón producido en España se consume en esas centrales. Las autoridades españolas señalaron que todas las minas de carbón en cuestión recibieron ayudas de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón⁹ y seguirán haciéndolo hasta que se apliquen las medidas establecidas en el Real Decreto modificado, con arreglo al Reglamento (CE) n° 1407/2002 o cualquier Reglamento que lo sustituya. Esa ayuda está basada en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras, que prevé que la producción de esas minas pase de aproximadamente 11,9 millones de toneladas métricas en 2005 a 9,2 millones de toneladas métricas en 2012. La ayuda estatal es insuficiente para garantizar la viabilidad de las minas de carbón porque no se alcanzan los objetivos de ventas contemplados en dicho Plan. Por otra parte, parece que también son necesarias medidas específicas para

⁸ La mayoría del carbón producido en España (antracita, hulla y lignito negro) se utiliza para la generación de electricidad en España. Cada una de las diez centrales de carbón autóctono cubiertas por las medidas notificadas está situada en las cercanías de minas de carbón y consume la mayor parte del carbón producido en las mismas.

⁹ DO L 205 de 2.8.2002, p. 1.

absorber el carbón almacenado por la compañía minera estatal Hunosa en 2009 y 2010 en su calidad de gestor del «almacenamiento estratégico transitorio de carbón»¹⁰.

- (29) España considera que mantener determinado porcentaje de fuentes de energía autóctonas aumentaría notablemente su seguridad del suministro energético, tomando además otras medidas que también benefician a la seguridad del suministro, como el fomento de las energías renovables.
- (30) Las autoridades españolas destacan que la utilización de carbón autóctono contribuye a la seguridad del suministro, principalmente porque las minas que abastecen de carbón autóctono a las centrales eléctricas están situadas en las cercanías de las mismas. Por consiguiente, según las autoridades españolas, en caso de problemas que afecten al transporte internacional, de condiciones meteorológicas fuera de control o de tensiones políticas que puedan afectar al comercio internacional de hidrocarburos, la seguridad del suministro de España sería mayor si sigue estando disponible el carbón autóctono. Por otra parte, si la actividad de la minería del carbón en España tocara a su fin como consecuencia del descenso actual de la demanda de electricidad, los titulares de las centrales de carbón autóctono tendrían que modificar su estrategia de adquisición pública de combustible, lo que podría llevar a algunos de ellos a cerrar inmediatamente sus centrales, mientras que otros tendrían que llegar a nuevos acuerdos de adquisición pública de carbón. España indica que ninguna de las diez centrales de carbón autóctono cubiertas por la medida notificada podría reducir sensiblemente el porcentaje de carbón autóctono en su gama de combustible sin alterar su eficiencia, con la única excepción tal vez de la única central con gasificación integrada cubierta por el régimen de ayudas. Además, España aduce el ejemplo de dos centrales españolas que tuvieron que acometer importantes inversiones en el pasado para cambiar completamente al carbón importado¹¹. A la vista de esos factores, España destaca un claro riesgo que el cese de la actividad de minería del carbón conlleve el cierre de las centrales de carbón autóctono y, por tanto, afecte negativamente la seguridad del suministro eléctrico. Por último, por lo que se refiere a la importancia del carbón autóctono, España considera que debe ser tenida en cuenta la libertad de los Estados miembros para elegir sus fuentes energéticas.
- (31) Basándose en estas consideraciones, España estima que las medidas destinadas a garantizar determinado nivel de producción de electricidad a partir de carbón autóctono, que ofrecen una compensación destinada a cubrir los costes ocasionados por la producción de electricidad, son necesarias a la par que rentables.

¹⁰ El almacenamiento estratégico temporal de carbón es un mecanismo implantado en 2009 para garantizar la viabilidad de las minas de carbón españolas, cuando estas empezaban a enfrentarse a una reducción drástica de las ventas a las compañías eléctricas debido a la crisis económica mundial. El Estado encomendó a Hunosa la obligación de adquirir carbón de otros productores al mismo precio que el previsto para el carbón autóctono en los contratos de adquisición pública de las compañías eléctricas. El mecanismo llegará a su fin cuando entre en vigor el Real Decreto modificado. Está previsto que las cantidades almacenadas por Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico temporal se incluyan en las cantidades que comprarán y consumirán los productores de electricidad como parte de sus obligaciones de servicio público.

¹¹ EUR 306 millones para una de las centrales (1 500 MW de capacidad instalada) y EUR 94 millones para la otra (600 MW).

2.3. Duración de la medida; naturaleza transitoria

- (32) España destacó que la medida notificada es de carácter transitorio puesto que está directamente relacionada con el descenso de la demanda que ha afectado al mercado eléctrico español los dos últimos años. Según las autoridades españolas, la mejor estimación disponible por el momento de la evolución de la demanda de electricidad muestra que esta alcanzará su nivel de 2007 en 2013, y se espera que a partir de entonces siga aumentando hasta 2020.
- (33) La única disposición transitoria del Real Decreto estipula que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2014 como máximo. Para España, aunque se espera que la demanda de electricidad alcance en 2013 el nivel de 2007, es necesario prever la posibilidad de mantener el sistema en aplicación hasta el 31 de diciembre de 2014, por precaución. España subraya que las actuales previsiones de demanda para los años próximos están tachadas de incertidumbre, en particular debido a la incertidumbre acerca de la recuperación económica de España. Sin embargo, según el Real Decreto modificado, las medidas establecidas en el Real Decreto podrían dejar de ser de aplicación en fecha anterior por decisión del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, si las condiciones del mercado de producción español permiten a las centrales de carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que garantice su viabilidad económica a medio plazo, de manera que la demanda de electricidad pueda ser satisfecha en condiciones de seguridad del suministro.
- (34) Finalmente, en su carta de 3 de septiembre 2010, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio expresó el compromiso firme de las autoridades españolas de mantener el contenido de la disposición transitoria única previamente referida en cualquier modificación ulterior que se produzca en el Real Decreto. 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.

2.4. Descripción del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente y de la correspondiente compensación por servicio público

- (35) El Real Decreto modificado especifica la lista de las centrales a las que se aplicará el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente. Para cada una de ellas, el titular deberá presentar a la Comisión Nacional de Energía (en lo sucesivo, denominada «CNE»), es decir, a la autoridad reguladora independiente del mercado de la energía en España, una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012, firmada por cada uno de los suministradores.
- (36) El Real Decreto modificado contiene una metodología detallada para el cálculo del «coste unitario de generación» de cada una de las centrales afectadas. Los costes unitarios de generación 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. La Secretaría de Estado de Energía fijará anualmente por Resolución el «coste unitario de

generación» para cada central, calculado según esta metodología. La Resolución separará los costes de generación fijos y variables de cada central.

- (37) Cada año, la Secretaría de Estado de Energía fijará por Resolución el volumen máximo de generación de electricidad¹² que cada una de estas centrales deba producir durante el año en el marco de la obligación de servicio público correspondiente al mecanismo de entrada en funcionamiento preferente, así como las cantidades de carbón autóctono que adquirirán los titulares de las centrales¹³. La Secretaría de Estado de Energía fijará también las cantidades que los suministradores estarán obligados a comprar a Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio. Además, el precio al que deberán adquirir el carbón autóctono los productores de electricidad se fijará por Real Decreto.
- (38) Sobre esta base, REE elaborará semanalmente un plan de funcionamiento para cada una de estas centrales y lo comunicará al titular de la misma. Estos planes semanales se concebirán de manera que no obliguen a las centrales a producir un mayor volumen electricidad durante el año que el previsto en la citada Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía. En principio, REE incluirá una central de carbón autóctono en un plan de funcionamiento semanal siempre y cuando la central no haya producido el volumen máximo de electricidad fijado por la Secretaría de Estado de Energía para el año en cuestión. La REE tal vez tenga que actualizar los planes de funcionamiento elaborados para una semana determinada en el curso de la misma, por factores tales como cambios en las previsiones de la demanda o de las entregas de producción de origen renovable, o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones o de elementos de la red de transporte.
- (39) Los titulares de las centrales de carbón autóctono incluidas en el plan de funcionamiento semanal elaborado por REE estarán obligados a presentar ofertas de venta en el mercado diario¹⁴, por un valor de energía igual al contemplado en el plan de funcionamiento semanal, a un precio máximo que no supere el «coste variable» fijado en la citada Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía que determinará el «coste unitario de generación» de cada una de las centrales.

¹² En caso de periodos de indisponibilidad debidamente justificados, por los que la central deje de producir el volumen máximo de electricidad fijado para el año en cuestión por la Secretaría de Estado de Energía, esta tendrá en cuenta este déficit de producción al fijar los volúmenes máximos de generación en años posteriores.

¹³ No obstante, el Real Decreto modificado permitirá a la Secretaría de Estado de Energía autorizar trasvases de carbón autóctono entre centrales para una mejor gestión del stock acumulado. En ese caso, los volúmenes máximos de electricidad y los costes unitarios de generación se revisarán en consonancia.

¹⁴ El mercado diario eléctrico español funciona como un punto de intercambio de electricidad clásico: diariamente, los operadores de electricidad presentan ofertas con las cantidades de electricidad que ofrecen y el precio mínimo que piden. El operador de mercado determina la combinación de ofertas que se ajusta a la demanda y resulta en el menor precio (que, habitualmente, es el precio más alto de los propuestos en las ofertas que se han seleccionado para satisfacer la demanda). Esta operación se conoce como «casación» del mercado y al precio resultante se le llama precio de casación. La casación del mercado permite, pues, no solo fijar un precio sino también un programa de producción para cada una de las centrales para las que se han presentado ofertas. Generalmente, las centrales para las que se ha hecho una oferta superior al precio de casación no resultan seleccionadas y no tienen programa de producción para ese día.

(40) Diariamente, tras la casación del mercado diario de electricidad, REE modificará los programas de producción resultantes de la casación del mercado, en la medida necesaria para que las centrales de carbón autóctono incluidas en el plan de funcionamiento semanal puedan colocar en el mercado el volumen de electricidad previsto en dicho plan. En concreto, en el caso de una central de carbón autóctono determinada incluida en un plan de funcionamiento ese día, pueden plantearse dos situaciones:

- Primera situación posible: la central resulta seleccionada mediante la casación del mercado y, como resultado de la misma, puede colocar en el mercado un volumen de electricidad como mínimo igual al previsto en el plan de funcionamiento semanal. En esta primera situación posible, este volumen de electricidad se venderá en el mercado diario y no será necesario introducir cambios en los programas de producción resultantes de la casación del mercado para la central de carbón autóctono en cuestión. REE tomará en cuenta el volumen afectado a los efectos de fijar el volumen restante que debe ser especificado en posteriores planes de funcionamiento semanales para esa central, con el fin de alcanzar el volumen máximo fijado por la Secretaría de Estado de Energía para el año en cuestión. Si el precio de casación es superior al «coste unitario de generación» fijado en la Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía, generará una obligación de pago del titular de la central correspondiente a la diferencia entre el precio de casación del mercado y el «coste unitario de generación»: el titular de la central deberá pagar la cantidad correspondiente a MEFF, una entidad que actúa como intermediaria entre REE y los productores de electricidad para la gestión de los flujos financieros asociados con el «mecanismo de pago por capacidad»¹⁵. Si, por el contrario, el precio de casación del mercado es inferior al «coste unitario de generación» de la central, generará un derecho de cobro para el titular de la central, que tendrá derecho a recibir un importe correspondiente a la diferencia entre sus costes unitarios de generación y el precio de casación del mercado, como parte de su compensación por servicio público.
- Segunda situación posible: la central de carbón autóctono en cuestión no ha sido seleccionada mediante el procedimiento de casación del mercado. En ese caso, se activará el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente: se solicitará a la central de carbón autóctono que produzca el volumen de electricidad previsto en el plan de funcionamiento semanal de REE. Para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda en el mercado diario de electricidad, REE modificará el programa de producción resultante de la casación del mercado para las centrales que no utilizan carbón autóctono (principalmente las que consumen exclusivamente carbón importado o funcionan con fuel oil o gas natural). En la práctica, REE reducirá los volúmenes que producirán estas centrales respecto de los volúmenes previstos en los programas de producción resultantes de la casación del mercado. El titular de la central de carbón autóctono en cuestión recibirá un derecho de cobro, que certifica su derecho a recibir del «mecanismo de pago por capacidad», como parte de su compensación por servicio público, el producto de sus «costes unitarios de generación», fijado en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, y el volumen de electricidad que le solicita

¹⁵ Véase la sección 2.5.

REE. Además, se impondrá una obligación de pago a las centrales cuya producción haya reducido REE (en lo sucesivo, denominadas «centrales desplazadas»), correspondiente al producto del precio de casación del mercado y los volúmenes de electricidad deducidos de sus programas de producción por REE: en otras palabras, los titulares de las «centrales desplazadas» que hayan obtenido ingresos de compradores en el mercado diario de electricidad para el volumen total de electricidad fijado por el programa de producción resultante de la casación del mercado tendrán que pagar al «sistema de pago por capacidad» la parte de los ingresos que corresponda al volumen de energía deducido de sus programas de producción.

- (41) Cuando se active el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente, REE determinará las centrales que serán «desplazadas» con arreglo a normas precisas establecidas en el Real Decreto modificado. En primer lugar, REE seleccionará las centrales que utilizan fuel oil y carbón según el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO₂ de dichas centrales: las centrales con emisiones más elevadas de CO₂ serán seleccionadas en primer lugar. A continuación, si es necesario «desplazar» otras centrales, REE seleccionará centrales que utilizan como combustible gas natural, cuyas emisiones son inferiores que las de las centrales que utilizan fuel oil y carbón. Puesto que las emisiones procedentes de las centrales que consumen gas natural son todas de la misma magnitud, REE reducirá los volúmenes que deban producir estas centrales a prorrata de los volúmenes fijado en los programas de producción resultantes de la casación del mercado para esas centrales.
- (42) Así pues, la compensación por servicio público asignada a una central de carbón autóctono determinada estará compuesta de los importes correspondientes a la diferencia entre:
- los derechos de cobro asignados a la central cuando se active el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente o cuando la central sea seleccionada mediante la casación del mercado y el precio de casación sea inferior al coste unitario de generación de la central;
 - las obligaciones de pago impuestas cuando la central resulte seleccionada mediante la casación del mercado y el precio de casación sea superior a su coste unitario de generación.

2.5. Financiación de la compensación y presupuesto

- (43) Los importes correspondientes a las obligaciones de pago y derechos de cobro mencionados en la sección 2.4 se transferirán con arreglo a las normas que rigen el «mecanismo de pago por capacidad», que se describen a continuación. El mecanismo de pago por capacidad es un sistema de apoyo financiero para garantizar que en España haya instalada y disponible suficiente capacidad de generación con el fin de reducir el riesgo de

interrupción del suministro eléctrico¹⁶. Según este sistema, los productores de electricidad podrán, en determinadas condiciones, beneficiarse de determinados pagos («pagos por capacidad») a cambio de garantizar la disponibilidad de capacidades de generación existentes durante un periodo de tiempo o para invertir en nuevas capacidades de generación. Las cantidades que cada productor de electricidad tiene derecho a recibir, así como las condiciones en las que pueden efectuarse estos pagos, están totalmente definidos en las disposiciones reguladoras.

- (44) El mecanismo de pago por capacidad se financia mediante un gravamen impuesto por la legislación nacional¹⁷ a los comercializadores de electricidad y los consumidores directos en mercado, es decir, a los usuarios finales que compran la electricidad directamente en el mercado mayorista. Los productores de electricidad están exentos de este gravamen (en lo sucesivo, denominado «gravamen por capacidad») para la electricidad correspondiente al autoconsumo de producción y el consumo de bombeo. El importe que debe pagar cada comercializador o consumidor directo se calcula según una fórmula establecida en las disposiciones reguladoras, basada en los volúmenes de electricidad adquiridos por el comercializador o consumidor en cuestión en el mercado mayorista de electricidad y destinados al consumo en España.
- (45) Los comercializadores y consumidores directos de electricidad transfieren los importes retenidos a una cuenta bancaria abierta por MEFF, entidad a la que REE ha encomendado su gestión. La REE calcula las cantidades que tienen derecho a percibir los productores de electricidad que pueden acogerse al sistema de pago por capacidad y lo comunica a MEFF, que transfiere las cantidades correspondientes a los productores de electricidad.
- (46) Los importes de los «pagos por capacidad» que tienen derecho a percibir los productores de electricidad se calculan independientemente de lo recaudado con el gravamen por capacidad. Por consiguiente, el saldo entre los importes que los productores de electricidad tienen derecho a percibir y la recaudación del gravamen puede ser positivo o negativo. Por esta razón el sistema de «pago por capacidad» está ligado al sistema general de liquidación de las actividades reguladas del Sector Eléctrico establecido por el Real Decreto 2017/1997¹⁸.
- (47) Según el sistema de liquidación de las actividades reguladas, la CNE identifica los costes liquidables reconocidos a los operadores de las redes de transporte o distribución de electricidad, es decir, la retribución debida a cada operador de la red para que pueda cubrir sus costes. La CNE señala también otros costes varios del sistema eléctrico

¹⁶ Las bases jurídicas de este mecanismo son las siguientes: artículo 16 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, Anexo III a la Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre de 2007, Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre de 2007 (Disposición adicional segunda) y Orden ITC/3801/2008 de 26 de diciembre de 2008.

¹⁷ Mencionado en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre de 2007 por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

¹⁸ Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

español¹⁹. Además, la CNE señala los ingresos liquidables obtenidos por los operadores de las redes de transporte o distribución, que proceden fundamentalmente de las tarifas reguladas pagadas por todos los usuarios finales de electricidad. Para cada entidad sujeta al sistema de liquidación de las actividades reguladas (esencialmente, los operadores de las redes de transporte o distribución), el saldo entre costes liquidables e ingresos liquidables puede ser positivo o negativo y, por tanto, dar lugar a una cantidad que dicha entidad recibe o paga. Sobre esta base, la CNE organiza una transferencia de la cuenta que abrió al efecto a las cuentas de las entidades sujetas al sistema de liquidación de las actividades reguladas: las entidades cuyo saldo entre costes liquidables e ingresos liquidables es negativo transfieren el importe correspondiente a la cuenta bancaria abierta al efecto por la CNE. De forma inversa, la CNE transfiere de esas mismas cuentas bancarias las cantidades que deben abonarse a las entidades cuyo saldo es positivo²⁰. Las normas que rigen el proceso de liquidación están exactamente definidas en la legislación nacional, lo que no deja ningún margen de discrecionalidad a la CNE, a la que se encomienda la gestión del sistema.

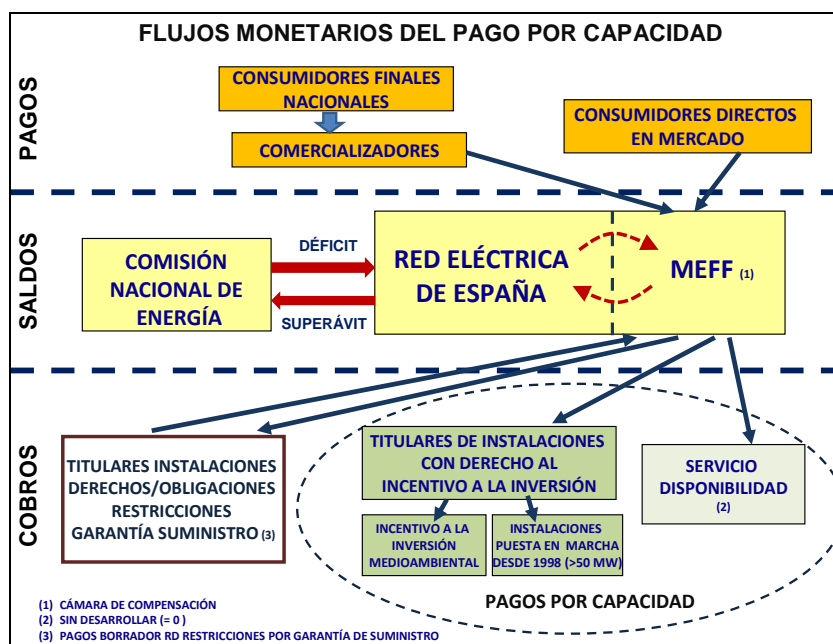
- (48) Por lo que se refiere al «sistema de pago por capacidad», si el saldo entre lo recaudado de las centrales desplazadas y la cantidad que los productores de electricidad tienen derecho a percibir es positivo, este excedente se considera ingreso liquidable con arreglo al Real Decreto 2017/1997 y, por consiguiente, se transfiere de MEFF a REE y, a continuación, de REE a una cuenta bancaria abierta por la CNE. Si, por el contrario, el saldo es negativo, el importe que falta se considera coste liquidable según el Real Decreto 2017/1997 y la CNE transfiere esa cantidad a REE, que a su vez la transfiere a MEFF.
- (49) Cuando entre en vigor el Real Decreto modificado, REE pagará su compensación por servicio público a los titulares de centrales de carbón autóctono mediante el «mecanismo de pago por capacidad», en las mismas condiciones que se pagan actualmente los importes de los «pagos por capacidad» a los productores de electricidad con derecho a percibir dichos pagos.
- (50) De la misma manera, los operadores sujetos a las obligaciones de pago en las condiciones expuestas en la sección 2.4 transferirán las cantidades correspondientes a MEFF. Estas cantidades se añadirán a lo recaudado mediante el gravamen por capacidad y contribuirán, por tanto, a financiar los pagos por capacidad, así como la compensación por servicio público para las centrales de carbón autóctono.

¹⁹ Tales como las primas a la producción del régimen especial. El régimen especial es el régimen más importante de apoyo financiero para unidades de producción renovables y en cogeneración.

²⁰ Sobre el sistema de liquidación de las actividades reguladas, véase la Decisión de la Comisión de 24 de enero de 2007 por la que incoa el procedimiento de investigación formal en el asunto de ayuda estatal C 17/2007 – España – Tarifas reguladas de electricidad (DO C 43 de 27.2.2007, p. 9), apartados 9 y 10 de la carta al Estado miembro.

(51) El siguiente gráfico resume este mecanismo:

Gráfico 1: Flujos monetarios del pago por capacidad



Fuente: notificación

(52) España señaló que el presupuesto máximo previsto para la ayuda es de 400 millones EUR anuales. Este importe corresponde al impacto financiero del Real Decreto modificado sobre el sistema de pagos por capacidad, es decir, la diferencia máxima prevista entre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivadas de la aplicación del Real Decreto modificado.

2.6. Metodología para el cálculo de los «costes unitarios de generación» – Acuerdos previstos para controlar y revisar la compensación y para la devolución de compensaciones excesivas

(53) El «coste unitario de generación» fijado anualmente por las autoridades españolas para una central de carbón autóctono i incluida en la medida notificada se calculará *ex ante* como la suma de los costes variables (CV_i) y de los costes fijos (CF_i) de la central i expresado en EUR/MWh:

(54) El componente de coste variable CV_i se calculará con arreglo a la siguiente fórmula:

$$CV_i = CC_i + Cf_i + CVOM_i + CO_{2i}$$

donde:

- CC_i es el coste del combustible;
- Cf_i es el «coste financiero» que corresponde al valor de mercado de las mermas de carbón en las existencias de la central: estos costes reflejan el hecho de que las

existencias de carbón sufren mermas en cuanto a la cantidad del carbón debido a la lluvia y el viento, pero también en cuanto al contenido de energía debido a la oxidación y la autocombustión. Las autoridades españolas recurrirán a un valor estándar²¹ utilizado habitualmente en España para estimar estas mermas (1 % anual para la hulla y antracita y 2 % para el lignito negro);

- $CVOM_i$ es el coste variable de operación y mantenimiento. Se toman como base valores estándar históricos de 2 EUR/MWh para las centrales de lignito negro y 1,5 EUR/MWh para las restantes centrales eléctricas. Estos costes se incrementan en 0,5 EUR/MWh si la central cuenta con planta de desulfuración;
- CO_{2i} es el coste los derechos de emisión de CO_2 . Estos costes se estiman *ex ante* como el producto de la cotización media del EUA Futures Contract para el año siguiente, como figura en el mercado ECX, multiplicado por el último factor de emisión disponible de la central y el volumen máximo de electricidad que generará la central según la Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía²².

(55) El componente de coste del combustible CC_i se calculará *ex ante* con arreglo a la siguiente fórmula:

$$1000 \times FCA_i \times \left[PRCA_i \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right] + 1000 \times (1 - FCA_i) \times \left(\frac{P_p}{C_{\$€}} + PRL_i \right) \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i}$$

donde:

- FCA_i (%) es el porcentaje de carbón autóctono en la mezcla de combustible utilizado en la central, estimado *ex ante* por Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía;
- $PRCA_i$ (EUR/tonelada) es el precio del carbón autóctono fijado por las autoridades españolas, que es el precio histórico pagado por los productores de electricidad en 2009, incrementado un 2 % anual hasta el año 2012, al que, en el caso del carbón autóctono adquirido a Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio, se añadirán los costes logísticos y de gestión incurridos por Hunosa en la gestión de dicho almacenamiento. Si el nivel de precios imperante en el mercado internacional del carbón supera el precio del carbón autóctono, las autoridades españolas incrementarán este último en consecuencia;

²¹ un valor que proviene de manuales de referencia existentes acerca de las centrales térmicas.

²² No obstante, *ex post* (véase la descripción del proceso de ajuste *ex post* en los puntos siguientes), la CNE calculará el valor real del componente CO_{2i} como los costes netos realmente soportados por la compañía al comprar los derechos de emisión de CO_2 en el mercado para satisfacer sus obligaciones de servicio público, además de los asignados gratuitamente con arreglo al Plan Nacional de Asignación. Más en concreto, CO_{2i} se calculará como la diferencia entre, por una parte, el valor de mercado de los derechos de emisión entregados para cubrir el volumen de electricidad producido en el contexto de la obligación de servicio público y, por otra, el valor de mercado de los derechos de emisión de CO_2 asignados gratuitamente para el funcionamiento de la central (o unidad de generación) para el año en cuestión. Por consiguiente, gracias al ajuste *ex post* de la compensación realizada en función de la revisión de los costes reales efectuados por la CNE, la compensación por servicio público que pueda recibir la central para un año dado no cubrirá el valor de mercado de los derechos de emisión de CO_2 asignados gratuitamente en el Plan Nacional de Asignación. Cubrirá únicamente los costes en los que se ha incurrido para la adquisición de derechos adicionales y excluirá los posibles ingresos generados por la venta en el mercado de derechos excedentarios.

- P_p es el precio en el mercado internacional pagado por los combustibles utilizados en la central que no son carbón autóctono;
- $C_{\$/\text{€}}$ es el cambio del dólar frente al euro;
- PRL_i son los costes de logística de los combustibles distintos del carbón autóctono consumidos por la central;
- $ConsEsp_i$ es el consumo específico de la central, estimado a partir de los datos disponibles sobre el rendimiento histórico de cada central;
- PCS_i y PCS'_i son los poderes caloríficos superiores del carbón autóctono y de los demás combustibles utilizados en la central.

(56) El componente de costes fijos CF_i se calculará con arreglo a la siguiente fórmula:

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

donde:

- $CFOM_i$ es el coste fijo de operación y mantenimiento expresado en EUR/MW de la capacidad instalada neta. Estos costes se estiman *ex ante* basándose en valores estándar históricos: 33 000 EUR/MW, excepto la única central de gasificación integrada incluida en el régimen, para la que el valor se fijará en 140 000 EUR/MW. Se añadirá otro componente, estimado en 5 000 EUR/MW si la central cuenta con planta de desulfuración. Estos valores se actualizarán cada año con la variación del índice de precios al consumo;
- P_i es la potencia neta del grupo generador, en MW;
- CIT_i es el componente del coste de inversión;
- Ep_i es la energía programada para el año en cuestión.

(57) El componente del coste de inversión CIT_i se calculará *ex ante* con arreglo a la siguiente fórmula:

$$CIT_i = A_i + R_i - CP_i$$

donde:

- R_i es la retribución del capital invertido, calculada según la siguiente fórmula:

$$R_i = VNI_i \times Trn$$

VNI_i corresponde a aquella parte de los costes de inversión soportados por los productores de electricidad en relación con las centrales de carbón autóctono incluidas en la medida notificada que puede atribuirse a la obligación de servicio público. En el caso de la planta de gasificación integrada, VNI_i es el valor pendiente de amortización de toda la central, mientras que en las demás centrales solo se toman en cuenta los costes de inversión correspondientes a la desulfuración, puesto que los demás elementos de las centrales se consideran totalmente amortizados. Si la central cuenta con planta de desulfuración, las autoridades españolas estimarán los costes de inversión *ex ante* como mínimo entre 60 millones EUR por planta de desulfuración (un valor conservador obtenido a partir de datos facilitados por los productores de

electricidad) y el valor pendiente de amortización de la central. Tr_n es la tasa financiera de retribución, que equivale a 300 puntos básicos por encima de la media de las cotizaciones en el mercado del EURIBOR a 10 años durante los 12 meses previos (actualmente, Tr_n se estima a 7,86 %, sobre la base del último precio de mercado disponible para los bonos españoles a 10 años);

- A_i es la retribución por amortización anual expresada en euros. En el caso de la única planta de gasificación integrada incluida en el régimen, este parámetro se calcula basándose en una vida útil total de 25 años, que corresponde a una vida útil por amortizar de 6 años²³. Este enfoque se ajusta al método de amortización aplicado por el titular de la central. En cuanto a las centrales de carbón autóctono que cuentan con plantas de desulfuración, la retribución por amortización se calcula a partir de un periodo de amortización de 10 años, que corresponde a la vida útil normal de una planta de desulfuración;
- CP_i es el pago por capacidad para las centrales con derecho a recibir dichos pagos.

(58) Además, cualquier ayuda u otros ingresos relacionados con el funcionamiento de la central en el contexto de la prestación de las obligaciones de servicio público se deducirá de la compensación por servicio público.

(59) El Real Decreto modificado prevé que, si a lo largo del año, una central de carbón autóctono alcanza un volumen acumulado de producción que supere el volumen de producción máximo fijado por la Secretaría de Estado de Energía para ese año, de manera que implique una retribución de la central por encima del 5 % de la inicialmente establecida, la Secretaría de Estado de Energía revisará los costes unitarios de generación en consonancia.

(60) En cada una de las centrales de carbón autóctono incluidas en el mecanismo, su titular deberá llevar cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables a la generación de la central cuando esté cubierta por un plan de funcionamiento semanal elaborado por REE (es decir, cuando la central esté sujeta a las obligaciones de servicio público). Además, los titulares de estas centrales remitirán su auditoría de cuentas a la CNE, a la que el Real Decreto modificado encomendará el cálculo *ex post* de los costes reales de producción de la central en la liquidación de sus obligaciones de servicio público. La CNE efectuará el cálculo aplicando *ex post* la metodología de cálculo antes expuesta, sustituyendo los parámetros estimados *ex ante* por los valores observados *ex post*²⁴. Si la CNE detecta diferencias entre la compensación por servicio público recibida por las compañías afectadas y el nivel requerido para cubrir el saldo entre sus costes reales y los ingresos obtenidos de la venta de electricidad en el mercado mayorista, lo comunicará a REE. Si el saldo es negativo, las compañías afectadas deberán devolverlo a REE. Si es positivo, se pagará a la compañía el importe correspondiente. A la CNE se encomendará también el control e inspección del uso correcto del carbón autóctono por

²³ La planta empezó a funcionar en 1992.

²⁴ Con normas específicas para determinados parámetros. Por ejemplo, para los costes de los derechos de emisión de CO₂, la CNE deducirá el valor de mercado de los derechos asignados gratuitamente con arreglo al Plan Nacional de asignación para España en su revisión *ex post* de los costes.

parte de los titulares de las centrales de carbón autóctono en el desempeño de sus obligaciones de servicio público.

- (61) Hay que señalar que la compensación por servicio público no cubrirá los costes correspondientes al transporte de carbón autóctono. Por consiguiente, como confirmó España, aun cuando el titular de una central de carbón autóctono es, en principio, libre de decidir a qué compañía minera compra el carbón autóctono, en la práctica tenderá a comprar únicamente carbón autóctono producido en la mina más cercana a la central. Así pues, los productores de electricidad se inclinarán por comprar carbón a su suministrador habitual y a Hunosa, en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio de carbón²⁵. Por otra parte, las cantidades que comprará cada productor de electricidad a Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio de carbón se fijarán por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Por lo tanto, la configuración de la compensación por servicio público, junto con la obligación de comprar determinada cantidad de carbón autóctono, y de comprar determinada cantidad específicamente a Hunosa, en realidad no dejará ningún margen de discrecionalidad a un productor de electricidad en cuanto a la elección de los suministradores de carbón autóctono y a las cantidades que compre a cada uno de ellos para satisfacer sus obligaciones de servicio público. Además, los productores de electricidad no podrán negociar el precio del carbón autóctono, que fijarán las autoridades nacionales.

2.7. Limitación de los volúmenes máximos de electricidad y de carbón autóctono incluidos en el mecanismo

- (62) Las autoridades españolas se comprometieron a que nunca y para ningún año completo entre 2011 y 2014, los volúmenes máximos de electricidad fijados por la Secretaría de Estado de Energía excedan los niveles mencionados en la segunda columna del siguiente cuadro, para ninguna de las centrales afectadas, salvo en las siguientes situaciones:
- a) En caso de periodos de indisponibilidad de una central debidamente justificados que impidan a la central producir la totalidad del volumen máximo fijado por la Secretaría de Estado de Energía para el año en cuestión, el volumen que falta podrá pasarse al año siguiente, siempre y cuando el volumen máximo total de electricidad no supere el nivel correspondiente al límite máximo del 15 % establecido en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad.
 - b) En caso de trasvases de carbón autóctono entre centrales, el volumen máximo fijado por la Secretaría de Estado de Energía podrá superar el límite máximo que figura en el cuadro siguiente para la central a la que se trasvase el carbón, con el fin de que la central pueda consumir la cantidad de carbón que se le haya trasvasado. No obstante, puesto que este mecanismo dará lugar a un trasvase de producción entre centrales, la suma de los volúmenes máximos fijados por la Secretaría de Estado de Energía para cada una de las centrales afectadas se mantendrá por debajo de 23.35 TWh, salvo si una central se encuentra en la situación expuesta en la letra a).

²⁵ Esto se debe a que el carbón comprado por Hunosa se mantiene en las instalaciones de las compañías mineras que lo produjeron.

Cuadro 4: Topes de los volúmenes máximos anuales de electricidad y cantidades correspondientes de carbón autóctono (2011-2014)

Central eléctrica	Volumen máximo de electricidad (MWh)	Cantidades correspondientes de carbón autóctono compradas a los productores de carbón (toneladas)	Cantidades correspondientes adquiridas por Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio de carbón (toneladas)
Soto de Ribera 3	1 311 940	622 250	49 301
Narcea 3	1 205 880	519 736	41 179
Anllares	2 035 200	739 513	58 592
La Robla 2	1 831 682	855 472	67 779
Compostilla	5 444 247	2 161 837	171 282
Teruel	6 183 800	2 554 871	202 422
Guardo 2	1 943 140	694 434	55 020
Puentenuevo 3	1 482 090	879 583	69 689
Escucha	371 860	134 850	10 684
Elcogás	1 400 000	236 398	0
Total	23 346 320	9 398 944	725 948

Los volúmenes de carbón autóctono a adquirir de los productores de carbón para cada central (tercera columna del cuadro) han sido determinados en base a los contratos de suministro de carbón autóctono de los productores de electricidad y teniendo en cuenta los objetivos que se desprenden del *Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012* y *Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras*.

- (63) Para el período de aplicación del régimen notificado durante el año 2010, los volúmenes máximos de electricidad producida y de carbón autóctono consumido no sobrepasará los siguientes topes:

Cuadro 5: Topes de los volúmenes máximos de electricidad y cantidades correspondientes de carbón autóctono (2010)

Central eléctrica	Volumen máximo de electricidad (MWh)	Cantidades correspondientes de carbón autóctono consumido (toneladas)
Soto de Ribera 3	758,000	387,874
Narcea 3	705,000	327,991
Anllares	766,000	310,513
La Robla 2	724,000	328,295
Compostilla	2,464,000	1,056,049
Teruel	1,989,000	886,660
Guardo 2	720,000	277,594
Puentenuevo 3	592,000	379,463
Escucha	313,000	122,438
Elcogás	555,000	93,711
Total	9,585,000	4,170,588

Esos datos han sido calculados bajo la hipótesis de que el régimen notificado entrará en vigor el 1 de octubre de 2010. Han sido determinados para asegurar un volumen de producción total de carbón autóctono de 8,6 millones de toneladas en 2010, que es inferior al previsto ese año en el *Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón*.

- (64) La Comisión toma nota de este compromiso en lo que se refiere a los volúmenes máximos de electricidad y carbón autóctono previstos en el régimen notificado. Además, como prevé el Real Decreto modificado, hasta finales de 2012, las cantidades de carbón que compren los productores de electricidad, fijadas en la Resolución anual de la Secretaría de Estado de Energía, nunca superarán el total de las cantidades previstas en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras, y de las cantidades que deben comprarse a Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio de carbón para el año en cuestión. Esto significa que, desde el punto de vista de las empresas de la minería del carbón, el Real Decreto modificado lo único que les brindará es un cauce para alcanzar los objetivos de disminución de ventas derivados del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras, que es el instrumento en el que se basó la elaboración de los regímenes de ayudas a la industria del carbón —y su aprobación por la Comisión— de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1407/2002. Aún no existe ningún plan nacional sobre el carbón para los años 2013 y 2014. Sin embargo, España ha confirmado que, en cualquier caso, la cantidad de carbón autóctono nuevamente producido²⁶ que los productores de electricidad tendrán la obligación de comprar en aplicación del Real Decreto modificado en 2013 y 2014 no excederá lo impuesto en 2012, e irá decreciendo.
- (65) Por último, España se comprometió a que las medidas establecidas por el Real Decreto solo se aplicarán al carbón que se beneficia de ayuda estatal conforme al Reglamento (CE) n° 1407/2002 del Consejo o cualquier Reglamento que lo sustituya²⁷. La Comisión toma nota de este compromiso, que implica en particular que todas las compañías mineras que suministran carbón comprado en el marco de las obligaciones de servicio público del productor de electricidad tendrán que cumplir los requisitos relativos a ayudas de funcionamiento establecidos en el Reglamento (CE) n° 1407/2002 del Consejo o cualquier Reglamento que lo sustituya. De conformidad con el Reglamento (CE) n° 1407/2002, las compañías mineras deberán vender el carbón a un precio que no sea inferior a los precios imperantes del carbón internacional y solo recibirán ayudas para cubrir la diferencia entre su coste de producción y las ventas de carbón con arreglo a los objetivos de disminución de ventas derivados del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012.

2.8. Información y argumentos proporcionados por terceros

- (66) Una asociación empresarial que representa al sector minero español hizo hincapié en la importancia y la urgencia de la medida para este sector.

²⁶ Total de carbón autóctono a adquirir menos carbón comprado a Hunosa en su calidad de gestor del almacenamiento estratégico transitorio de carbón.

²⁷ Preámbulo y anexo II, punto 2, del Real Decreto modificado.

- (67) Una asociación empresarial que representa al sector español del gas opinaba que la medida notificada provocaría distorsiones importantes en el mercado español del gas y causaría un perjuicio a la protección ambiental al sustituir la producción basada en el gas por la producción basada en el carbón. Esta asociación pidió a la Comisión que incoara el procedimiento formal de investigación conforme al artículo 108, apartado 2, del TFUE.
- (68) Varias empresas dedicadas a la generación de electricidad en España criticaron la medida prevista y también pidieron a la Comisión que incoara el procedimiento formal de investigación para dar a los interesados la oportunidad de presentar sus observaciones. En particular, señalaron, que a su juicio, las medidas previstas conllevarían unos efectos de distorsión significativos en los mercados de la electricidad y del gas natural, sobre todo al reducir el acceso de las centrales térmicas que no utilizan carbón autóctono al mercado mayorista de la electricidad, sin concederles ningún tipo de compensación. Estas empresas también argumentaban que la medida no era necesaria para garantizar la seguridad del suministro de electricidad. En especial, rechazaban los argumentos aducidos por las autoridades españolas en lo relativo a un riesgo de escasez de capacidades de generación de tal magnitud que pudiera comprometer la seguridad del suministro de electricidad de España si no se adoptaban medidas específicas. Una de estas empresas cuestionaba los datos utilizados por las autoridades españolas en defensa de sus argumentos sobre el presunto riesgo de escasez de capacidad de generación. Esta empresa facilitó su propia evaluación cuantificada sobre la adecuación entre la demanda proyectada y las capacidades de generación disponibles en el futuro. La misma empresa adujo que, en cualquier caso, si se consideraba necesario fortalecer la viabilidad económica de las centrales de carbón autóctono y de las minas de carbón, podían contemplarse medidas menos distorsionadoras, como unos «pagos por capacidad» apropiados para las centrales de carbón autóctono o un mecanismo como el notificado, pero que implicara unos volúmenes menores de carbón autóctono.
- (69) Dos empresas adujeron que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente no cumplía lo dispuesto en el artículo 15, apartado 4, de la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad porque no se dan los «motivos de seguridad del suministro» exigidos por dicha disposición, dado que no hay una amenaza real para la seguridad del suministro (o riesgo de seguridad del suministro) en España. Por lo tanto, para estas empresas el mecanismo no es necesario para la seguridad del suministro. Además, consideran que el mecanismo no es proporcionado, porque unas medidas menos distorsionadoras que las contempladas por España podrían amortiguar cualquier riesgo para la seguridad del suministro, en el supuesto de que se diera tal riesgo, que según estas empresas no se da. Por otra parte, estiman que, al no ajustarse al artículo 15, apartado 4, de la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad, no puede considerarse que el mecanismo se base en un verdadero servicio de interés económico general. Una de estas dos empresas argumentó que España había cometido un error de apreciación manifiesto al calificar la producción de electricidad a partir de carbón autóctono de verdadero servicio de interés económico general en el presente caso. La misma empresa adujo que las medidas establecidas en el Real Decreto modificado serían de hecho perjudiciales para la seguridad del suministro al comprometer el desarrollo y las inversiones en nuevas capacidades de generación basadas, por ejemplo, en carbón o gas importados. Otra compañía adujo que el mecanismo puede tener efectos negativos globales en la seguridad

de suministro, al amenazar la viabilidad del carbón importado actualmente, provocando el cierre de dichas centrales, cuya capacidad instalada es superior a la de las centrales de carbón autóctono que el Real Decreto intenta mantener en el mercado. Esta empresa pidió a la Comisión que imponga volúmenes de electricidad para el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente inferiores a los previstos por las autoridades españolas, con el fin de disminuir el impacto negativo de este sistema en centrales de carbón importado.

(70) Tres empresas argumentaron que había serias dudas sobre la compatibilidad de las ayudas notificadas con el mercado interior, en particular porque la medida podría infringir ciertas disposiciones del TFUE, de la legislación secundaria y de la Carta de los Derechos Fundamentales. Los actos legislativos presuntamente infringidos serían los siguientes:

- el Reglamento sobre ayudas estatales a la industria del carbón, al añadir al paquete de ayudas ya aprobadas por la Comisión en favor del sector español del carbón una medida que crea una demanda artificial de carbón autóctono y rompe el principio de disminución progresiva de las ayudas consagrado en el artículo 6 de dicho Reglamento, así como el principio de no afectación de la competencia en el mercado de la electricidad establecido en el artículo 4 del mismo Reglamento;
- las normas medioambientales de la UE, incluido el compromiso de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que la medida promueve una fuente de energía no renovable particularmente contaminante;
- las normas del mercado interior (normas sobre la libre circulación de bienes y la libertad de establecimiento), porque las medidas obstaculizarán las importaciones de electricidad generada a partir de carbón y gas procedentes del extranjero, así como los planes de expansión de las capacidades de generación de electricidad basadas en el gas, y actuarán como una restricción encubierta de las importaciones de carbón;
- el derecho de propiedad, tal y como se define en la Carta de los Derechos Fundamentales, porque el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente tendrá un efecto de expropiación o cuasi expropiación sobre las centrales cuyos programas de producción resultantes de la casación del mercado diario de electricidad se verán reducidos (las «centrales desplazadas»).

(71) Una compañía remitió a la práctica decisoria de la Comisión en asuntos de ayudas estatales similares, en particular el referente a las *tarifas eléctricas* de Eslovenia²⁸, en el que, según esta empresa, la Comisión realizó un análisis en profundidad del contexto específico del mercado y de las alternativas de la medida calificada por el Estado miembro como obligación de servicio público, así como de los costes de la medida.

(72) Una empresa argumentó que se infringía el artículo 108, apartado 3, puesto que el sistema de entrada en funcionamiento preferente ya había entrado en vigor en el ordenamiento jurídico español.

²⁸ Asunto C 7/2005, Tarifas eléctricas de Eslovenia (DO L 219 de 24.8.2007, p. 9).

- (73) Algunas de las empresas mencionadas facilitaron a los servicios de la Comisión informes publicados por la CNE y la Comisión Nacional de Competencia en los que se criticaban las medidas proyectadas. La CNE indicó que no se pronunciaría sobre las decisiones en materia de política energética del Gobierno español, el carácter estratégico del carbón autóctono o el beneficio de mantener las centrales de carbón autóctono en relación con los objetivos del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón. No obstante, la CNE consideraba que le incumbía presentar su análisis de los efectos del mecanismo sobre el funcionamiento del mercado eléctrico español, la repercusión de la medida en el medio ambiente y su coste. Estimaba que la medida podía afectar los mecanismos de formación de precios en dicho mercado y aumentar las emisiones de CO₂ del sector español de la generación de electricidad. Sugirió varias modificaciones técnicas al mecanismo y mencionó dos posibles soluciones alternativas: una prima para las centrales de carbón autóctono y un sistema de pagos de garantía de potencia. Por su parte, la Comisión Nacional de Competencia consideró que la medida tendría repercusiones en el mecanismo de formación de precios y el comportamiento de los operadores en el mercado mayorista de la electricidad. Además, cuestionó la necesidad de la medida en términos de seguridad del suministro, alegando en particular que dicha seguridad no parecía amenazada a corto plazo. Y, en conclusión, consideró probable que la medida constituyera una ayuda estatal que debía ser notificada a la Comisión.
- (74) Un antiguo miembro del Parlamento Europeo y otro miembro actual también criticaban la medida alegando que la seguridad del suministro de España no estaba amenazada en absoluto. Añadieron que entre las minas de carbón que se beneficiarán de la medida había nueve minas a cielo abierto en zonas Natura 2000, lo que sería considerado por la Comisión una infracción de la legislación ambiental de la UE y por lo que la Comisión había llevado a España ante el Tribunal de Justicia. El antiguo miembro del Parlamento Europeo considera que no se puede autorizar ninguna ayuda estatal que financie infracciones de la legislación ambiental de la UE.
- (75) Dos organizaciones no-gubernamentales de medio ambiente señalaron el impacto medioambiental negativo de la medida, que incrementará la producción de electricidad a partir de carbón, que es una de las tecnologías que más CO₂ emite. Una de ellas destacaba que las emisiones de CO₂ de España se sitúan muy por encima de su objetivo 2012 de Kyoto y que la medida prevista por España a favor de las centrales de carbón autóctono aumentarán los costes de todas las otras instalaciones cubiertas por el mecanismo Comercio de Derechos de Emisión de la UE. La otra organización no-gubernamental de medio ambiente que presentó observaciones adujo que la medida prevista por España vulneraría el Reglamento sobre ayudas estatales a la industria minera del carbón, y en particular, las disposiciones que prevén el cese de ayuda estatal a dicha industria y que buscan impedir distorsiones en el mercado de la electricidad. Esta organización también consideraba que las medidas previstas por España contravienen varias leyes y políticas medio-ambientales y argumentó que la Unión ha de tener en cuenta las consideraciones de medio ambiente en la definición de sus políticas y actividades, incluidas las decisiones sobre ayudas estatales. Por último, esta organización adujo que la medida es discriminatoria, injustificada en base a consideraciones de seguridad de suministro y contraria al principio de proporcionalidad.

- (76) Por último las tres autoridades locales españolas que presentaron observaciones llamaron la atención de la Comisión acerca de las repercusiones económicas negativas del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente en centrales de carbón importado situadas en sus territorios respectivos. Una de ellas pidió a la Comisión la apertura del procedimiento previsto en el artículo 108, párrafo 2 del TFUE.

3. EVALUACIÓN DE LA MEDIDA

3.1. Análisis preliminar: presencia de un verdadero servicio de interés económico general

- (77) España considera que las obligaciones impuestas por el Real Decreto modificado a los titulares de centrales de carbón autóctono vienen en apoyo de un servicio de interés económico general relativo a la seguridad del suministro energético. España invoca el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad y aduce que la medida cumple las condiciones establecidas en esta disposición.
- (78) El Protocolo 26 sobre servicios de interés general que figura en el anexo del Tratado sobre la Unión Europea y el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea reconoce «*el papel esencial y la amplia capacidad de discreción de las autoridades nacionales, regionales y locales para prestar, encargar y organizar los servicios de interés económico general*». La amplia capacidad de discreción de la que gozan los Estados miembros al definir lo que consideran un servicio de interés económico general ha sido reiteradamente reconocida en la jurisprudencia²⁹. En el contexto específico del mercado eléctrico es importante que los requisitos de servicio público puedan interpretarse sobre una base nacional, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales y respetando el Derecho de la UE³⁰. En particular, deben tomarse debidamente en consideración la importancia estratégica de las fuentes de energía autóctonas, cuando estas son escasas, y las consideraciones geoestratégicas implícitas en las decisiones relativas a la seguridad del suministro³¹.
- (79) La contribución a la seguridad del suministro de una medida que garantiza la explotación continuada de combustibles autóctonos mediante la organización de un sistema de funcionamiento preferente de instalaciones de producción de electricidad ha sido reconocida por el legislador de la Unión en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad:

²⁹ Véase, por ejemplo, el asunto T-17/02, Olsen/Comisión, Rec. 2005, p. II-2031, apartado 216 a estos efectos; asunto T-106/95 FFSA y otros/Comisión, Rec.1997, p. II-229, apartado 99; y asunto C-265/08, Federutility y otros/Autorità per l'energia elettrica e il gas (pendiente de publicación), apartado 29; véase también el asunto C-67/96, Albany, Rec. 1999, p. I-5751, apartado 104. Por lo tanto, la definición de tales servicios por un Estado miembro solo puede ser cuestionada por la Comisión en el supuesto de un error manifiesto.

³⁰ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (DO L 176 de 15.7.2003, p. 37), considerando 26, y sentencia de 22 de mayo de 2008 en el asunto C-439/06, citiworks AG, Rec. 2008, p. I-3913, apartado 59.

³¹ Véase, por analogía, la sentencia de 23 de septiembre de 2009 en el asunto T-263/07, Estonia/Comisión (pendiente de publicación), apartados 80-82.

«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.»³²

- (80) Además, el artículo 3, apartado 2, de la misma Directiva establece unas normas armonizadas para las obligaciones de servicio público —o servicios de interés económico general— en el sector de la electricidad, mencionando en particular la posibilidad de los Estados miembros de imponer obligaciones de servicio público relacionadas con la seguridad del suministro:

«Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, y en particular de su artículo 86, los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Unión Europea el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales.»

- (81) La Comisión ya ha señalado³³ que el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad, leído en relación con el artículo 3, apartado 2, de la misma Directiva, proporciona base para las obligaciones de servicio público bajo forma de entrada en funcionamiento preferente para las centrales de combustible autóctono por razones de seguridad de suministro, respetando un límite de 15% del consumo nacional de electricidad.
- (82) La Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad será derogada el 3 de marzo de 2011 conforme al artículo 48 de la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad. Sin embargo, el legislador de la Unión ha mantenido inalteradas las disposiciones del artículo 11, apartado 4, y del artículo 3, apartado 2, en la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad. Por consiguiente, estas disposiciones seguirán aplicándose después de la citada fecha³⁴.

³² Directiva 2003/54, artículo 11, apartado 4.

³³ Asunto NN 49/99, España: costes de la transición a la competencia (DO C 268 de 22.9.2001, p. 7); asunto N 6/A/2001, Irlanda: obligaciones de servicio público del Comité de Suministro de Electricidad en cuanto a generación de electricidad a partir de la turba (DO C 77 de 28.3.2002, p. 27); asunto N 34/99, Austria: compensación de costes de transición (DO C 5 de 8.1.2002, p. 2); asunto C 7/2005, Eslovenia: tarifas eléctricas (DO L 219 de 24.8.2007, p. 9).

³⁴ Estas disposiciones figuran, respectivamente, en los artículos 15, apartado 4, y 3, apartado 2, de la Tercera Directiva sobre el mercado de la electricidad.

- (83) Conforme al cuadro siguiente, el límite del 15 % previsto en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad corresponde en el presente caso a un volumen máximo de electricidad que oscila entre los 41 y los 45 TWh. Por lo tanto, este límite es mayor que el volumen anual máximo que las autoridades españolas se comprometieron a no superar —salvo en casos de indisponibilidad sobrevenida de centrales eléctricas—, a saber, 23,35 TWh³⁵ entre 2011 y 2014. Para 2010, el volumen máximo de electricidad previsto es 9,585 TWh para los tres últimos meses del año, que corresponde a 38,34 TWh para un año completo. Este último es inferior al volumen que corresponde al límite de 15% fijado en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad (41,261 TWh).

Cuadro 6: Cumplimiento del límite del 15 %

	2010	2011	2012	2013	2014
Consumo de electricidad (GWh)	275.072	278.342	284.143	290.912	297.843
Energía primaria necesaria para su producción (ktep)	50.119	50.585	51.034	51.569	51.753
15 % de esa energía primaria (ktep)	7.518	7.588	7.655	7.735	7.763
Volumen de electricidad correspondiente (GWh)	41.261	41.751	42.621	43.637	44.676

- (84) La Comisión considera que los artículos 11, apartado 4 y 3, apartado 2, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad permiten a España calificar la obligación de producción establecida en el Real Decreto modificado de obligación de servicio público; en otras palabras, de obligación de prestar un servicio de interés económico general.
- (85) Combinado con el artículo 3, apartado 2, el artículo 11, apartado 4 de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad establece una norma sobre servicios de interés económico general que permite a los Estados miembros, por razones de seguridad de suministro, poder considerar como obligaciones de servicio público las obligaciones de producción impuestas a las centrales que usan recursos energéticos primarios autóctonos, siempre y cuando se reúnan las condiciones establecidas en dicha disposición, en particular, que no se sobrepase el umbral de 15% que establece el artículo 11, apartado 4. Dicha lectura es conforme a la práctica decisonal de la Comisión que ha declarado compatibles las ayudas otorgadas como compensación a los costes adicionales referentes a dichas obligaciones.
- (86) Por lo que se refiere a la Decisión de la Comisión en el asunto de las *tarifas eléctricas de Eslovenia*, un interesado señaló que, en esa Decisión, la Comisión analizó en profundidad el contexto del mercado, así como las alternativas y los costes de la obligación de servicio público contemplados por el Estado miembro. De hecho, el interesado hizo referencia a una parte de la Decisión de las *tarifas eléctricas de Eslovenia* que no se ocupa en absoluto

³⁵ Este volumen puede superarse si el volumen de producción máximo establecido para determinadas centrales se transfiere al año siguiente debido a la indisponibilidad de esas centrales. Con todo, esta transferencia no puede dar lugar a que los volúmenes de producción totales fijados para todas las centrales superen el nivel correspondiente al límite del 15 %.

del análisis de la presencia de un servicio de interés económico general, sino que examina el cumplimiento del régimen evaluado con arreglo al cuarto criterio establecido en la sentencia *Altmark*³⁶. Como se señala a continuación, la Comisión considera que, contrariamente al régimen esloveno, la medida notificada no cumple el cuarto criterio de la sentencia *Altmark*. En consecuencia, no hay incoherencia entre el razonamiento y las conclusiones de la presente Decisión y los de la Decisión sobre las *tarifas eléctricas de Eslovenia*.

- (87) Por otra parte, la Comisión no puede aceptar la interpretación que hacen algunos interesados de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad según la cual los Estados miembros que estén dispuestos a basarse en el artículo 11, apartado 4, de dicha Directiva para considerar una obligación de producción impuesta a una central eléctrica que funcione con combustibles autóctonos como una obligación de servicio público verdadero tengan la obligación de señalar las amenazas específicas e inminentes a la seguridad de su suministro de electricidad.
- (88) El texto del artículo 11, apartado 4, no hace mención en absoluto de las nociones de riesgos o amenazas concretos e inminentes y la Comisión recuerda que los Estados miembros gozan de una amplia discrecionalidad a la hora de determinar lo que consideran servicios de interés económico general³⁷, dentro de los límites que definen las reglas de la UE³⁸. En el presente caso, un acto legislativo de la UE en un sector específico establece una norma que explícitamente remite a la definición por los Estados miembros de las obligaciones de servicio público en determinados ámbitos: el artículo 3, apartado 2, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad contempla inequívocamente la posibilidad de imponer obligaciones de servicio público por razones de seguridad del suministro, y el artículo 11, apartado 4, menciona explícitamente la entrada en funcionamiento preferente de instalaciones generadoras de electricidad que utilicen fuentes de combustión de energía autóctona por razones de seguridad del suministro.
- (89) En su práctica decisonal anterior relativa a casos en que no había denuncias de terceros cuestionando la necesidad de adoptar medidas específicas por motivos de seguridad de suministro, la Comisión no ha analizado si los Estados miembros que se amparaban en el artículo 11, apartado 4 de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad, habían aportado pruebas detalladas de que se enfrentaban a amenazas específicas concretas de su seguridad de suministro, con el fin de considerar la producción de electricidad a partir de combustibles autóctonos como un verdadero servicio de interés económico general.
- (90) No obstante, los comentarios elevados por ciertos interesados en el presente caso, así como el presente estado de liberalización del sector de la energía en Europa, cuestionan la validez de los argumentos de España relativos a la seguridad de suministro. Por consiguiente, a la luz de dichos comentarios, la Comisión estima necesario verificar si la

³⁶ Asunto C-280/00, *Altmark Trans y Regierungspräsidentium Magdeburg*, Rec. 2003, p. I-7747.

³⁷ Asunto T-289/03, *BUPA y otros/Comisión*, Rec. 2008, p. II-81, apartado 172.

³⁸ Véase el Marco comunitario sobre ayudas estatales en forma de compensación por servicio público (DO C 297 de 29.11.2005, p. 4, apartado 9).

conclusión de las autoridades españolas, según la cual la medida notificada constituye un servicio de interés económico general, es manifestamente errónea.

- (91) En este caso preciso, la Comisión no estima que las autoridades españolas hayan excedido su margen de discrecionalidad al determinar que la medida notificada constituye un servicio de interés económico general. Ciertos elementos de hecho aducidos por España sugieren que la medida notificada servirá de hecho el objetivo de reducir riesgos concretos que amenazan la seguridad de aprovisionamiento de España durante un período transitorio que no superará cuatro años.
- (92) España aduce que la medida propuesta es necesaria para garantizar la seguridad de suministro por las siguientes razones: incremento en la electricidad producida a partir de fuentes renovables y su intermitencia, aislamiento relativo de España con respecto al otro mercado eléctrico principal de la UE, que impide mayores exportaciones e importaciones de electricidad. Por tanto considera España que estos factores requieren la introducción de medidas temporales con el fin de sostener las centrales de carbón en los próximos cuatro años para suministrar producción de electricidad que respalde la producción intermitente de fuente renovable. Además, España considera que el contexto de mercado creado por la recesión económica global amenaza la viabilidad de las centrales de carbón autóctono, que son necesarias para satisfacer la demanda eléctrica en cada momento y para suministrar servicios de equilibrio al Operador del Sistema de Transmisión.
- (93) En primer lugar, la Comisión observa que los datos suministrados por España confirman en efecto un muy marcado descenso de los precios de la electricidad al por mayor y de la demanda desde finales del 2008, así como una reducción muy significativa de la producción de electricidad de las centrales de carbón autóctono, que afectan seriamente su rentabilidad económica. Además, se espera que la demanda de electricidad alcance el nivel de 2007 solamente en 2013, mientras que la electricidad de origen renovable incrementa su proporción en la producción total de electricidad en España. Además, existe incertidumbre sobre la recuperación económica de España –que la Comisión reconoce- y, por tanto, en el consumo futuro de electricidad de las empresas españolas. Por ello, el nivel de electricidad de 2007 pudiera ser alcanzado después de 2013. Por consiguiente, la Comisión no ve error manifiesto en el argumento de España según el cual existe un riesgo de que, por una rentabilidad insuficiente, se cierren centrales de carbón autóctono entre 2010 y 2014, sin que sean substituidas por nuevas centrales, a causa de los bajos precios y de las incertidumbres que reinan en el mercado mayorista de la electricidad.
- (94) En efecto, dadas las condiciones que imperan en el mercado eléctrico español, con un descenso de la demanda y precios, así como incertidumbre acerca de la recuperación de la demanda en los próximos cuatro años, las fuerzas de mercado no podrían por sí solas aportar las capacidades adicionales necesarias ya que, en dicho contexto, la anticipación de los actores del mercado sería que la inversión en nuevas capacidades de generación, en particular, centrales de gas, no fuera rentable.

- (95) España también mencionó el plazo de tiempo necesario para que las nuevas capacidades de generación estén en el mercado: en general, un lapso de tres años entre la decisión de invertir en una nueva central de gas y el término de la construcción, lapso que podría prolongarse dependiendo del tiempo que lleve realizar los análisis medioambientales del proyecto y los procedimientos administrativos para autorizarlo. Estos imperativos en cuanto a los plazos añadirían incertidumbre a la seguridad del suministro, en el caso de que, en un plazo máximo de cuatro años, se decidiera mitigar los riesgos de interrupción del suministro apoyando inversiones en nuevas centrales eléctricas.
- (96) Por otra parte, los datos proporcionados por España muestran que, aunque se están llevando a cabo importantes proyectos de inversión que se planea incrementen significativamente las capacidades de interconexión en los próximos cuatro años, las interconexiones seguirán siendo limitadas durante dicho período. Los datos presentados muestran que, incluso en el escenario más optimista, la capacidad de interconexión seguirá siendo insuficiente para alcanzar el objetivo de interconexión de "Barcelona"³⁹ dado que hasta el año 2014, no se proyecta que ni las capacidades totales de importación ni las capacidades totales exportación de España, sobrepasen 6 000 MW, lo cual supone alrededor de 6.6% de la capacidad de generación instalada en la España peninsular en 2008 (91 000 MW). Dado el limitado nivel de interconexión de importación, la demanda de electricidad en España habrá de ser satisfecha principalmente por centrales instaladas en España durante los próximos cuatro años. Además, el limitado nivel de interconexión con Francia mantendrá el mercado ibérico aislado de un importante mercado mayorista europeo, que está bien interconectado con otros grandes mercados mayoristas del oeste de Europa (especialmente los mercados alemán, holandés y belga), en los que la producción de centrales de carbón y gas natural podría ser vendida, asegurando así la viabilidad económica de dichas centrales. Además, en cualquier caso, no se espera que se realicen extensiones mayores de la capacidad actual antes del 31 de diciembre de 2014, fecha en que, a más tardar, cesará de estar en vigor la medida notificada. Por tanto, el aislamiento del mercado ibérico de electricidad perdurará durante la totalidad del periodo de aplicación de la medida notificada y no permitirá a los titulares de centrales de carbón autóctono el poder reducir los efectos de los bajos precios de mercado en España en la rentabilidad económica de dichas centrales, por medio de exportaciones substanciales hacia mercados cuyos precios sean más elevados. Esto tiende a confirmar el riesgo de que los titulares de centrales de carbón autóctono las cierren entre 2010 y 2014.
- (97) Según España, las centrales de gas y de carbón son necesarias para garantizar la seguridad de suministro eléctrico a causa de la estabilidad que proporcionan al sistema eléctrico español bajo condiciones climáticas extremas, que acaecen con regularidad en verano y en invierno, y que afectan las operaciones de las centrales eólicas e hidroeléctricas en España. La Comisión observa que, en efecto, la capacidad de producción eólica instalada en España alcanzaba ya alrededor del 20% en 2009, que alrededor de 12% de la electricidad producida era de proveniencia eólica dicho año y que, para el 2020, España estima a 22,7% el porcentaje de renovables en el consumo energético final (con 40% de energía renovable en el consumo eléctrico). La Comisión reconoce que esta proporción

³⁹ El Consejo en Barcelona en el 2000 fijó un objetivo general de capacidad de interconexión (importación) de al menos 10% de la capacidad de producción por Estado miembro en 2005.

substancial de producción eléctrica de origen renovable es intermitente y que por tanto requiere capacidades de generación de apoyo.

- (98) En efecto, es manifiesto que las centrales de carbón juegan un papel importante para proporcionar apoyo a la electricidad renovable. Además, como lo confirman los datos históricos proporcionados por España, las centrales de carbón autóctono proveen servicios de equilibrio del sistema al Operador del Sistema de Transmisión, en particular gestión de desvíos y regulación terciaria, cuya intención primera es el mantener la frecuencia de la red de transmisión y evitar así apagones. Además de dichos datos (ver cuadro 3 en punto 21), España indicó que, aunque las centrales de carbón autóctono sean algo menos flexibles que las turbinas de gas con ciclo combinado, no obstante reúnen los requisitos técnicos necesarios para suministrar dichos servicios al sistema. En el momento presente, en su conjunto, las centrales de carbón autóctono ofrecen una reserva de energía substancial de 2.370 MW por encima de el output técnico mínimo de las centrales, que puede ser utilizada para garantizar la estabilidad de la red. Los servicios de equilibrios anteriormente mencionados, que no pueden ser prestados por centrales nucleares y centrales con producción no-flexible como las turbinas eólicas y las centrales hidroeléctricas fluviales, son en efecto esenciales para la estabilidad de la red eléctrica. Además, el crecimiento de la electricidad intermitente de origen renovable aumenta la necesidad de dichos servicios, precisamente por su carácter intermitente.
- (99) Además, se pone de manifiesto que, al menos para algunas centrales que consumen carbón autóctono, una substitución total por carbón importado no podría ser efectuada rápidamente, sino que requeriría importantes inversiones. España aduce el ejemplo de dos centrales españolas que tuvieron que acometer importantes inversiones en el pasado para substituir completamente por carbón importado⁴⁰. Sin la medida notificada, que podría conllevar el cese de la minería del carbón en España, no es probable que dichas centrales pudiesen substituir rápidamente por carbón importado. Por tanto, existe un riesgo de que, en tal caso, dichas centrales no estuviesen disponibles para suministrar electricidad de respaldo, lo que podría provocar interrupciones de suministro eléctrico en los próximos cuatro años.
- (100) Por último, la Comisión observa que, aparte del carbón autóctono, todos los combustibles fósiles usados para la producción de electricidad en España son importados de países no miembros de la UE. Por ejemplo, en 2008, España importó gas natural principalmente de Argelia, Egipto, Trinidad y Tobago, Nigeria, Qatar y Noruega. El carbón se importó principalmente de Sudáfrica, Indonesia, Rusia, Australia, Colombia y Estados Unidos. Por tanto, dichos combustibles han de ser transportados por largas distancias antes de llegar a España y dicho transporte de larga distancia no está exento de riesgos. Además, dichas importaciones no están exentas de riesgos geoestratégicos que podrían materializarse si surgieran tensiones políticas internacionales. Por consiguiente, la pérdida de la producción de carbón autóctono en España, que podría acaecer sin la medida notificada, pudiera añadir amenazas a la seguridad de suministro en España en el período

⁴⁰ EUR 306 millones para una de las centrales (1 500 MW de capacidad instalada) y EUR 94 millones para la otra (600 MW).

de 2010 a 2014, además de las anteriormente mencionadas, que se refieren a la situación específica del mercado eléctrico español en este período.

- (101) La Comisión por tanto considera que los elementos de hecho mencionados en los puntos 93 a 100 sugieren que la medida notificada cumplirá el objetivo de disminuir riesgos concretos que amenazan la seguridad de aprovisionamiento en un período transitorio de cuatro años. Por consiguiente, la Comisión no puede ver error manifiesto alguno en las justificaciones aducidas por España en favor de la medida notificada en lo que se refiere a la seguridad de suministro.
- (102) Por último, en lo que se refiere al pretendido carácter discriminatorio de la medida alegado por varios interesados, la Comisión observa que tanto la elección de las centrales cubiertas por la medida como la determinación de los volúmenes de electricidad atribuidos a cada una se basan en criterios objetivos y en consonancia con el objetivo del mecanismo. En efecto, España seleccionó a todas las centrales que son técnicamente capaces de consumir carbón autóctono y que disponen de un contrato de suministro de carbón autóctono en vigor. En lo que se refiere a los volúmenes de electricidad, y los correspondientes de carbón autóctono, atribuidos a cada una, se basan en los contratos de suministro existentes y los objetivos del *Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012* y *Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras*. Lo cual es coherente con el objetivo de asegurar que los objetivos de venta del *Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012* pueden ser alcanzados, sin crear demanda adicional para el carbón autóctono por encima de la prevista en el *Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2010-2012*. Por tanto, a la vista del objetivo perseguido por la medida, cuya legitimidad está reconocida en el artículo 11, párrafo 4 de la segunda directiva sobre el mercado interior de electricidad, la Comisión considera que la medida no es discriminatoria.
- (103) Habida cuenta de todo lo que precede, la Comisión concluye que las obligaciones impuestas por el Real Decreto a los titulares de centrales de carbón autóctono se ajusta a la prestación de un servicio de interés económico general relativo a la seguridad del suministro.

3.2. Presencia de ayuda estatal

- (104) Para que pueda considerarse ayuda estatal a efectos del artículo 107, apartado 1, del TFUE, una medida debe otorgar una ventaja económica a determinadas empresas o a la producción de determinados bienes, ser imputable al Estado y financiarse mediante fondos estatales, falsear o amenazar con falsear la competencia y afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros.

3.2.1. Ventaja económica otorgada a determinadas empresas o a la producción de determinados bienes (ventaja selectiva)

- (105) Los titulares de las centrales eléctricas de carbón autóctono que se relacionan en el Real Decreto modificado se beneficiarán de una compensación por la prestación de un servicio de interés económico general, es decir, de una compensación por servicio público. En la citada sentencia *Altmark*, el Tribunal de Justicia estableció las cuatro condiciones

acumulativas siguientes que deben cumplir las compensaciones por servicio público para no otorgar una ventaja financiera real y, por tanto, no ser consideradas ayudas estatales:

«[...] En primer lugar, la empresa beneficiaria debe estar efectivamente encargada de la ejecución de obligaciones de servicio público y éstas deben estar claramente definidas.

En segundo lugar, los parámetros para el cálculo de la compensación deben establecerse previamente de forma objetiva y transparente, para evitar que ésta confiera una ventaja económica que pueda favorecer a la empresa beneficiaria respecto a las empresas competidoras.

En tercer lugar, la compensación no puede superar el nivel necesario para cubrir total o parcialmente los gastos ocasionados por la ejecución de las obligaciones de servicio público, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable relativo a la ejecución de estas obligaciones.

[...] En cuarto lugar, cuando la elección de la empresa encargada de ejecutar obligaciones de servicio público, en un caso concreto, no se haya realizado en el marco de un procedimiento de contratación pública que permita seleccionar al candidato capaz de prestar estos servicios originando el menor coste para la colectividad, el nivel de la compensación necesaria debe calcularse sobre la base de un análisis de los costes que una empresa media, bien gestionada y adecuadamente equipada en medios de transporte para poder satisfacer las exigencias de servicio público requeridas, habría soportado para ejecutar estas obligaciones, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones.»

- (106) En el presente asunto, la Comisión considera que, por las razones que se exponen a continuación, no se cumple el cuarto de estos requisitos y, por tanto, la compensación por servicio público comporta una ventaja económica.
- (107) En primer lugar, la prestación del servicio de interés económico general no se ha adjudicado a raíz de un procedimiento de contratación pública.
- (108) En segundo lugar, España no ha presentado ningún análisis exhaustivo de los costes que habría soportado un titular de una central de carbón autóctono bien explotada y adecuadamente equipada para cumplir las obligaciones de servicio público en cuestión. Tampoco ha indicado que se haya realizado un análisis exhaustivo de ese tipo con objeto de determinar la metodología del cálculo de la compensación. De hecho, la posición de España es que la medida constituye una ayuda estatal que debería declararse compatible con el mercado interior en virtud del artículo 106, apartado 2, del TFUE. España no ha sostenido en ningún momento que la medida cumpliera los cuatro criterios de la sentencia *Altmark*.
- (109) España solo mencionó ciertos parámetros como los costes de operación y mantenimiento variables y fijos para los que, en el cálculo *ex ante* del «coste unitario de generación», se utilizan unos «valores estándar» correspondientes a las buenas prácticas internacionales. No obstante, por lo que se refiere a determinados parámetros que inciden en los costes,

como el consumo en función del combustible, el cálculo *ex ante* del «coste unitario de generación» tiene en cuenta los valores históricos del parámetro que se hayan registrado en la central de que se trate, y no el valor atribuido a una central de carbón media bien gestionada.

- (110) Por otra parte, la Comisión observó que el valor de los costes fijos de operación y mantenimiento establecidos para el cálculo *ex ante* del «coste unitario de generación» de la central de gasificación integrada (140 000 EUR/MW) es muy superior al de las centrales de carbón autóctono incluidas en el mecanismo (33 000 EUR/MW, con 5 000 EUR/MW adicionales para las plantas de desulfuración) y globalmente da lugar a un «coste unitario de generación» sustancialmente más elevado que el de otras centrales. Esto demuestra que el «coste unitario de generación» calculado *ex ante* para la central de gasificación integrada es muy superior al coste que se atribuiría a una central de carbón habitual. Por consiguiente, no se corresponde con el soportado por el operador de unas instalaciones bien explotadas y equipadas, que utilizaría una central de carbón estándar antes que una central de gasificación integrada como la que se ha incluido en el ámbito de la medida notificada.
- (111) Por último debe subrayarse que la CNE hará un seguimiento *ex post* de los costes reales soportados por las empresas afectadas y que la compensación por servicio público se ajustará entonces al alza o a la baja, de modo que cubra exactamente la diferencia entre costes e ingresos reales. Por lo tanto, la compensación real, una vez realizado el ajuste *ex post*, dependerá de los costes reales de cada empresa afectada y de sus ingresos y no de los costes de una empresa de generación de electricidad media bien gestionada y debidamente equipada.
- (112) En consecuencia, la Comisión considera que la compensación notificada no cumple el cuarto criterio establecido en la sentencia *Altmark* y que los titulares de las centrales de carbón autóctono sujetos al Real Decreto se beneficiarán, por tanto, de una ventaja económica.
- (113) Por otra parte, la Comisión constata que los proveedores del carbón autóctono adquirido por productores de electricidad en aplicación del Real Decreto modificado se beneficiarán indirectamente del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente. Cuando se activa este mecanismo, es decir, cuando REE modifica el resultado de la casación del mercado diario de electricidad para permitir que una determinada central de carbón autóctono produzca el volumen de electricidad requerido, la central consumirá una cantidad de carbón autóctono que no habría consumido en otras circunstancias. Por consiguiente, dicho mecanismo dará lugar a que los productores de carbón autóctono obtengan unos ingresos mayores procedentes de los productores de electricidad que los que habrían obtenido en otras circunstancias. Hasta 2012, estos ingresos no serán superiores a los que resulten de los objetivos de ventas establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras. De esto se desprende que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente también confiere una ventaja económica a los productores de carbón autóctono.

- (114) La medida notificada otorgará una ventaja a determinadas empresas que operan en los sectores de la generación de electricidad y la producción de carbón; por consiguiente, esta ventaja es selectiva.

3.2.2. *Imputabilidad al Estado y financiación mediante fondos estatales*

- (115) La medida se establecerá mediante disposiciones reguladoras adoptadas por las autoridades nacionales. Por lo tanto, es imputable al Estado.
- (116) Además, la compensación por servicio público se financiará primordialmente con el producto del «gravamen por capacidad» y, por tanto, mediante fondos estatales. De hecho, al igual que el «suplemento de tarifa» examinado en la sentencia *Essent*⁴¹, el gravamen por capacidad es un cargo unilateralmente impuesto por el Estado a determinadas entidades por medio de la legislación nacional. Por consiguiente, el producto resultante tiene su origen en unos fondos estatales.
- (117) Por otra parte, REE distribuye estos importes entre los productores de electricidad y ordena a MEFF que realice pagos a los productores de electricidad, pero, al igual que en el caso de la tasa examinada en el asunto *Essent*, la entidad encargada de la centralización y redistribución de lo recaudado en concepto del gravamen —en este caso REE— no podrá utilizar estos importes con fines distintos de los establecidos en la legislación nacional, es decir, para los «pagos por capacidad» a determinados productores de electricidad y para la compensación por servicio público a los titulares de centrales de carbón autóctono. De hecho, REE no tiene ningún margen de discrecionalidad para la asignación de estos importes, que se rigen por normas plenamente definidas en la legislación nacional.
- (118) Además, las obligaciones de pago impuestas a los titulares de centrales de carbón autóctono en el marco de la medida notificada⁴² también contribuirán a la financiación de la compensación por servicio público y de los «pagos por capacidad», junto con el «gravamen por capacidad». Estas obligaciones de pago serán unilateralmente impuestas por el Estado mediante el Real Decreto modificado. Por consiguiente, los importes correspondientes tendrán su origen en fondos estatales. Además, se sumarán a la recaudación en concepto del gravamen por capacidad y serán redistribuidos por REE con arreglo a las normas que rigen el sistema de pago por capacidad y la ayuda notificada, lo que significa que no podrán utilizarse con fines distintos de los previstos en la legislación nacional. En consecuencia, estos importes también constituirán fondos estatales.
- (119) El «sistema de pago por capacidad» tiene una tercera fuente de financiación: cuando hay un déficit en el sistema, el importe que falta lo proporciona la CNE como coste liquidable en el sentido del sistema de liquidación de las actividades reguladas. Este importe tendrá su origen en fondos estatales, pues procederá de los pagos realizados por determinadas

⁴¹ Asunto C-206/06, *Essent Netwerk Noord y otros*, Rec. 2008, p. I-5497, apartados 45 a 75.

⁴² Estas «obligaciones de pago» se imponen cuando una central de carbón autóctono sujeta a un «plan de funcionamiento semanal» publicado por REE se selecciona mediante la casación del mercado y cuando el precio de compensación es superior al coste unitario de generación de la central (véase el punto 2.4).

entidades sujetas al sistema de liquidación de las actividades reguladas⁴³ de una parte de sus ingresos en las cuentas bancarias abiertas por la CNE. Estas transferencias corresponden a una obligación de pago unilateralmente impuesta por el Estado mediante legislación nacional y, por tanto, los importes correspondientes tendrán su origen en fondos estatales. Además, la CNE no podrá utilizar estos importes con fines distintos de los previstos en la legislación nacional. Cuando se produzca un déficit en el sistema de pagos por capacidad, el importe que falta lo pagará la CNE a REE, que lo transferirá a MEFF para su redistribución entre los productores de electricidad conforme a unas normas plenamente definidas en la legislación nacional. Ni la CNE ni REE ni MEFF podrán utilizar estos importes con fines distintos de los previstos en la legislación nacional.

- (120) De esto se deduce que la compensación por servicio público notificada se financia en su totalidad con fondos estatales.
- (121) En el punto 113, la Comisión ha concluido que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente otorga una ventaja económica a los productores de carbón autóctono. Además, se ha señalado que la concepción de la compensación por servicio público, la obligación de comprar determinadas cantidades de carbón autóctono y la obligación de comprar determinadas cantidades de carbón autóctono a Hunosa no dejan, de hecho, ningún margen de discrecionalidad a los productores de electricidad por lo que se refiere a las cantidades de carbón compradas a cada uno de sus proveedores. Tampoco disponen de margen de discrecionalidad respecto del precio del carbón autóctono, puesto que este lo fijarán las autoridades nacionales. Además, cuando se activa el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente, es decir, cuando REE modifica el resultado de la casación del mercado diario de electricidad para permitir a una determinada central de carbón autóctono producir el volumen de electricidad requerido, la retribución de dicha central por esa electricidad la pagará íntegramente REE —por medio de MEFF— con los fondos procedentes del sistema de pago por capacidad. Esta retribución corresponde al volumen de electricidad de que se trate multiplicado por el «coste unitario de generación» de la central, uno de cuyos componentes corresponde al precio regulado del carbón autóctono pagado a los productores de carbón autóctono, y se transfiere a través de cada uno de los productores de electricidad afectados a su proveedor habitual de carbón autóctono y a Hunosa. Por consiguiente, la Comisión considera que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente y la correspondiente compensación por servicio público constituyen una transferencia de fondos estatales a empresas mineras a través de los productores de electricidad que no superarán, hasta 2012, el nivel necesario para que las minas de carbón cumplan los objetivos de ventas establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras.

⁴³ Aquellas entidades para las que la diferencia entre los costes liquidables y los ingresos liquidables es negativa.

3.2.3. Falseamiento de la competencia y afectación de los intercambios comerciales entre los Estados miembros

- (122) La compensación por servicio público pagada a los productores de electricidad permitirá a estos recortar los costes fijos y variables asociados a las centrales de carbón autóctono cubiertas por el régimen, mientras que es posible que con los mecanismos normales del mercado que habrían regido si no hubiera existido la medida notificada, los productores de electricidad no hubieran podido recortar sus costes fijos mediante los ingresos procedentes de la venta de la electricidad producida por sus centrales de carbón autóctono. Por consiguiente, sin la medida notificada, dichos productores se habrían enfrentado al riesgo de tener que cubrir parte de los costes fijos de sus centrales de carbón autóctono con fondos distintos de los generados por estas centrales.
- (123) Por lo tanto, la compensación por servicio público fortalecerá su posición financiera y, en consecuencia, su posición competitiva frente a otras empresas eléctricas que compiten con ellos en España o en otros Estados miembros en los mercados mayoristas de la electricidad o en otros mercados. Hay que señalar que la generación de electricidad, al igual que el comercio mayorista y el suministro minorista de electricidad y gas son actividades abiertas a la competencia en toda la UE. De hecho, cada una de las centrales de carbón autóctono cubiertas por el régimen notificado es propiedad de uno o varios grandes grupos del sector de la electricidad o el gas que operan en varios Estados miembros.
- (124) Además, la compensación por servicio público y la correspondiente obligación de servicio público es probable que favorezcan la producción nacional de electricidad en detrimento de las importaciones. De hecho, tales importaciones existen gracias a las capacidades de interconexión que unen España a Portugal y, en menor medida, a Francia.
- (125) Por otra parte, la ventaja obtenida por los productores españoles de carbón gracias al sistema de entrada en funcionamiento preferente, en combinación con la compensación por servicio público para los productores de electricidad, afectará potencialmente al comercio intracomunitario de carbón. A pesar de que España prácticamente no importa carbón de otros Estados miembros, no hay ningún obstáculo legal o material para ese comercio. La ventaja que la medida notificada otorga a los productores españoles de carbón afectará potencialmente al desarrollo de ese comercio potencial. También afectará potencialmente a los mercados de otros combustibles utilizados para la producción de electricidad (gas natural, carbón importado, fuel oil). Estos falseamientos son inherentes a cualquier obligación de servicio público instaurada por los Estados miembros conforme al artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad.
- (126) Por consiguiente, el régimen notificado puede falsear la competencia y afectar a los intercambios comerciales entre Estados miembros.

3.2.4. Conclusión sobre la presencia de ayuda estatal

- (127) La ayuda notificada constituye una ayuda estatal en el sentido del artículo 107, apartado 1, del TFUE en favor de los titulares de las centrales de carbón autóctono cubiertas por el régimen, así como en favor de los productores del carbón autóctono que comprarán a los

productores de electricidad para satisfacer su obligación de servicio público. La ayuda estatal de la que se beneficiarán los productores de carbón autóctono es inherente a la compensación por servicio público asignada a los productores de electricidad y no puede evaluarse al margen de esta.

3.3. Legalidad de la ayuda

- (128) España confirmó que el Real Decreto 134/2010 no se había aplicado ni se aplicará antes de ser modificado por el Proyecto de Real Decreto modificador. Por otra parte, el Proyecto de Real Decreto modificador introducirá una cláusula por la que las obligaciones de pago y los derechos de cobro resultantes de la medida notificada estarán condicionados a la autorización de la Comisión. Por lo tanto, según ha confirmado España, el elemento de ayuda estatal resultante de la aplicación del Real Decreto 134/2010, una vez modificado, no será de aplicación antes de haber sido autorizado por la Comisión de conformidad con el artículo 108, apartado 3, del TFUE.
- (129) Por consiguiente, España ha cumplido su obligación en virtud del artículo 108, apartado 3, del TFUE al notificar la medida de ayuda antes de su ejecución. Contrariamente a lo aducido por un interesado, el hecho de que el Real Decreto 134/2010 ya se haya adoptado no significa que los elementos de ayuda estatal contenidos en dicho Real Decreto se hayan ejecutado infringiendo lo dispuesto en el artículo 108, apartado 3, del TFUE. De hecho, las autoridades españolas señalaron que el Real Decreto modificado aún no se había aplicado.

3.4. Compatibilidad de la ayuda

- (130) El Marco comunitario sobre ayudas estatales en forma de compensación por servicio público⁴⁴ (en lo sucesivo denominado «el Marco sobre la compensación por servicio público») establece las condiciones en las que las compensaciones por servicio público constitutivas de ayuda estatal en el sentido del artículo 107 del TFUE pueden declararse compatibles con el mercado interior conforme al artículo 106, apartado 2, del TFUE. Estas condiciones son las siguientes:

3.4.1. Verdadero servicio de interés económico general a tenor del artículo 106 del TFUE

- (131) Como se ha señalado en la sección 3.1, las obligaciones que el Real Decreto modificado impone a los titulares de centrales de carbón autóctono corresponden a la prestación de un servicio de interés económico general relativo a la seguridad del suministro.

3.4.2. Necesidad de un acto que concrete las obligaciones de servicio público y las modalidades de cálculo de la compensación

- (132) El Real Decreto modificado especifica la naturaleza exacta de las obligaciones de servicio público, que consisten en producir electricidad a partir de carbón autóctono en unas condiciones exactamente definidas. También establece un plazo en el que se pondrá fin a

⁴⁴ DO C 297 de 29.11.2005, p. 4.

estas obligaciones (31 de diciembre de 2014) y las condiciones en las que este plazo podría ser adelantado por las autoridades nacionales. Asimismo, contiene una lista de las centrales de carbón autóctono afectadas, lo que permite identificar con precisión a las empresas encargadas de la prestación del servicio de interés económico general. Define un método para calcular *ex ante* la compensación, con una serie precisa de parámetros y la metodología para hacer una estimación de sus valores. También establece unas normas que permiten controlar y ajustar la compensación *ex post*, en particular al encomendar a la CNE la revisión de las cuentas auditadas, el cálculo de los costes reales y comunicar sus conclusiones a REE, de manera que cualquier compensación excesiva potencial sea reembolsada. Además, el Real Decreto modificado establece unos mecanismos destinados a evitar la compensación excesiva a lo largo del año:

- una revisión del «coste unitario de generación» si una de las centrales eléctricas alcanza un volumen acumulado de producción que supere el volumen máximo de producción fijado por la Secretaría de Estado de Energía para ese año, de tal manera que la retribución de la central supere en más de un 5 % la retribución inicialmente prevista por las autoridades nacionales;
- el reembolso por parte de los titulares de las centrales de carbón autóctono de la diferencia entre el precio de casación del mercado y su «coste unitario de generación» cuando esa diferencia sea positiva.

(133) Adicionalmente a esto, el Real Decreto modificado contiene un mecanismo que permite la revisión anual del coste unitario de generación, que se determinará por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Este mecanismo y el ajuste *ex post* de la compensación sobre la base de la revisión de la CNE constituyen los medios para revisar la compensación.

(134) El Real Decreto modificado se complementará con Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía, que fijarán unos volúmenes máximos de electricidad a partir de los cuales se elaborarán los planes de funcionamiento de REE, unas cantidades de carbón autóctono que deban comprarse y el «coste unitario de generación», que servirá de base para la concesión de la compensación. Junto con las citadas Resoluciones, el Real Decreto modificado constituye un acto de encomienda de un servicio público que impone unas obligaciones a los productores de electricidad y cumple las condiciones establecidas en el punto 12 del Marco sobre la compensación por servicio público.

3.4.3. *Importe de la compensación*

(135) Dada la concepción de la compensación, resulta que el importe de la compensación asignado en un año determinado antes del ajuste *ex post* corresponderá, para cada central, a la diferencia entre, por una parte, el «coste unitario de generación» determinado por las autoridades nacionales multiplicado por el volumen de electricidad producido en el marco del servicio de interés económico general y, por otra, los ingresos procedentes de las ventas en el mercado mayorista de la electricidad. Después del ajuste *ex post*, la compensación corresponderá a la diferencia entre los costes fijos y variables reales calculados por la CNE y los ingresos. No obstante, la compensación incluirá un beneficio razonable, integrado en la tasa financiera de retribución sobre el capital invertido.

Además, conforme al punto 14 del Marco sobre la compensación por servicio público, cualquier ventaja que las centrales de carbón autóctono puedan recibir sobre bases distintas que el Real Decreto modificado se deducirán del importe de la compensación. Este es el caso, en particular, de los pagos de capacidad recibidos por los productores de electricidad de REE en relación con las centrales de carbón autóctono afectadas.

- (136) Como se establece en el punto 16 del Marco sobre la compensación por servicio público, los costes que se tienen en cuenta en el cálculo de la compensación son solo los costes ocasionados por la producción de electricidad en el marco del servicio de interés económico general, excluyendo cualesquiera otros costes soportados por las empresas en cuestión. El cálculo de estos costes se ajustará a criterios definidos en el Real Decreto modificado, que se complementará con una Resolución de la Secretaría de Estado de Energía que especificará con mayor detalle la metodología que la CNE adoptará para el cálculo de los costes reales. Estos criterios se basan en principios de contabilidad de costes comúnmente aceptados.
- (137) Por lo demás, y de conformidad también con el punto 16, los costes que se tienen en cuenta cubren:
- los costes de producción variables, compuestos por los costes del combustible, los costes de adquisición de derechos de emisión de CO₂ adicionales a los asignados gratuitamente en el marco del Plan Nacional de Asignación, los costes variables de operación y mantenimiento y los costes por las mermas de carbón almacenado;
 - una contribución adecuada a los costes fijos, calculada como aquella fracción de los costes fijos de operación y mantenimiento y de la amortización de los costes de inversión que se puede atribuir a la producción en el marco del servicio de interés económico general⁴⁵;
 - una retribución adecuada del capital propio asignado al servicio de interés económico general, igual a la tasa financiera de retribución regulada aplicada a la actividad de producción de electricidad regulada en los sistemas insulares y extrapeninsulares españoles.
- (138) Estas categorías de costes corresponden a los costes habitualmente soportados en la generación de electricidad por una central de carbón. Los siguientes elementos llevan a la Comisión a considerar que estos costes se calcularán de manera precisa y objetiva y se corresponderán de hecho a la prestación de un servicio de interés económico general:
- (139) Coste del combustible: el valor real del coste de combustible será calculado por la CNE, fundamentalmente sobre la base de varias verificaciones de la proporción exacta de carbón autóctono utilizado en la mezcla de combustibles (por ejemplo, analizando muestras de cenizas resultantes de la combustión) y de controles de los contratos firmados entre las empresas mineras y los productores de electricidad.

⁴⁵ La parte de los costes fijos totales de una central en un año determinado que se cubrirá con la compensación se calcula como ratio entre el volumen de electricidad producida en el marco del servicio de interés económico general y el volumen total producido por la central durante el año.

- (140) Coste de adquisición de derechos de emisión de CO₂: la CNE calculará estas partidas de costes como coste neto efectivamente soportado por la empresa por la compra de derechos de emisión de CO₂ en el mercado para satisfacer su obligación de servicio público, adicionalmente a los que se le hayan asignado gratuitamente con arreglo al Plan Nacional de Asignación. Este método de cálculo garantizará que el componente de «CO₂» de la compensación por servicio público solo cubra el coste real ocasionado por la compra de derechos de emisión y no cubra el valor de mercado de los derechos de emisión recibidos gratuitamente. Además, este método tendrá en cuenta los posibles ingresos procedentes de la venta de derechos de emisión de CO₂ en el mercado, que se tratarán como ingresos generados por la central y se deducirán de la compensación.
- (141) Coste por «mermas de carbón»: este coste refleja el hecho de que una parte del carbón almacenado sufre mermas cuantitativas debido a la lluvia y el viento, así como mermas de energía debido a la oxidación y la autocombustión. La merma exacta de energía no puede cuantificarse con precisión, por lo que se usan valores estándar (1 % anual para la antracita y la hulla y 2 % para el lignito negro). Según las autoridades españolas, estos valores son claramente conservadores. Las mermas estimadas se evaluarán al precio vigente del carbón autóctono. La Comisión considera que esta categoría de costes variables puede incluirse efectivamente en la compensación. De hecho, todos los costes soportados por las empresas generadoras de electricidad en concepto de compra de carbón autóctono con vistas a cumplir su obligación de servicio público pueden tenerse en cuenta en el cálculo de la compensación, incluidos aquellos que correspondan a cantidades de carbón que se acaben perdiendo.
- (142) Coste de operación y mantenimiento: en su revisión *ex post*, la CNE no tendrá que diferenciar entre costes variables y fijos, sino que calculará el coste de operación y mantenimiento total de la central y determinará la parte de este coste que pueda atribuirse al servicio de interés económico general. La CNE calculará el coste de mantenimiento teniendo en cuenta en particular los periodos de indisponibilidad y los paros programados de la central eléctrica, así como los justificantes presentados por las empresas afectadas respecto del número de horas de trabajo de su personal dedicadas a la operación y el mantenimiento de la central en el marco del servicio de interés económico general y los costes de los servicios externos utilizados para la operación y el mantenimiento de la central.
- (143) El coste de inversión que se tiene en cuenta corresponde a las inversiones productivas y ambientales asociadas a la central. El coste de inversión se calculará sobre la base de «valores estándar» o valores contables correspondientes al coste de inversión real aún sin amortizar, utilizando el más bajo de estos dos valores.
- (144) Conforme al punto 17 del Marco sobre la compensación por servicio público, todos los ingresos generados por las ventas en el mercado mayorista de la electricidad en el marco del servicio de interés económico general (es decir, cuando la central está cubierta por un plan de funcionamiento semanal fijado por REE) se tendrán en cuenta en la compensación.

- (145) El beneficio integrado en la compensación por servicio público tendrá en cuenta, de conformidad con el punto 18 del Marco sobre la compensación por servicio público, el bajo nivel de riesgo atribuido a la actividad de las centrales de carbón autóctono en el marco del servicio de interés económico general, puesto que se tratará de la misma tasa que la que se utiliza para la retribución de la producción de electricidad regulada en los sistemas insulares y extrapeninsulares, que también cuentan con un riesgo limitado. Además, esta tasa se ha establecido sobre la base de una metodología estándar basada en el coste medio ponderado del capital (WACC) de las empresas eléctricas. Esta tasa de retribución antes de impuestos estimada al 7,86%, corresponde a una tasa de retribución de 5,5% libre de impuestos. Las autoridades españolas han presentado cálculos detallados que muestran que dicha tasa es inferior al WACC observado para el sector eléctrico español entre 2003 y 2009. Además esta tasa es también inferior al WACC de las operaciones de red de transmisión y distribución que son actividades reguladas con un riesgo comercial muy reducido, como la producción de electricidad a partir de carbón autóctono bajo la obligación de servicio público prevista en el real Decreto modificado. Habida cuenta de estos elementos, el beneficio previsto por España puede considerarse razonable.
- (146) De conformidad con lo dispuesto en el punto 19 del Marco sobre la compensación por servicio público, los productores de electricidad deberán llevar una contabilidad por separado para la explotación de las centrales que entran en el ámbito de la medida notificada, y presentar por separado los costes y los ingresos asociados al servicio de interés económico general, de tal manera que la CNE pueda efectuar el cálculo de los costes reales soportados.

3.4.4. Detección y reembolso de compensaciones excesivas

- (147) De conformidad con lo dispuesto en el punto 20 del Marco sobre la compensación por servicio público, la revisión anual de costes por la CNE permitirá detectar las compensaciones excesivas. Además, el Real Decreto modificado prevé los medios necesarios para garantizar que toda compensación excesiva detectada por la CNE sea recuperada por REE.

3.4.5. Conclusión de la evaluación en virtud del Marco sobre la compensación por servicio público

- (148) La compensación por servicio público notificada cumple todas las condiciones establecidas en el Marco sobre la compensación por servicio público. Además, la ayuda indirecta a los productores de carbón autóctono es inherente a dicha compensación por servicio público y no sobrecompensa a las empresas mineras del carbón por el carbón vendido gracias a la obligación de servicio público impuesta a los productores de electricidad⁴⁶. Por lo tanto, la ayuda a los productores de electricidad y a los productores de carbón autóctono es compatible con el mercado interior en virtud del artículo 106, apartado 2, del TFUE, a no ser que se concluya que algunos aspectos de la ayuda

⁴⁶ Dicho carbón es vendido a precios fijados por las autoridades nacionales sobre la base de los precios internacionales del carbón en aplicación, inferiores a los costes de producción del carbón autóctono.

infringen disposiciones específicas del Tratado, distintas de los artículos 107 y 108 del TFUE, y estén «*tan indisolublemente vinculadas al objeto de la ayuda que no sea posible apreciarlas aisladamente*»⁴⁷.

3.4.6. Cumplimiento de otras disposiciones del Tratado

- (149) Algunos interesados argumentaron que las medidas contempladas por España violaban disposiciones específicas del Tratado.
- (150) Un interesado considera, en particular, que la medida notificada puede infringir los artículos 4 y 6 del Reglamento (CE) n° 1407/2002 del Consejo sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. Aduce en especial que la medida notificada viene a sumar a una ayuda autorizada en virtud de dicho Reglamento una medida que crea una demanda artificial de carbón autóctono y provoca distorsiones en el mercado de la electricidad. La Comisión señala a este respecto que el Reglamento (CE) n° 1407/2002, basado en los artículos 107, apartado 3, letra e), y 109 del TFUE, constituye un motivo específico de compatibilidad para autorizar una ayuda estatal. Este motivo de compatibilidad no puede limitar o restringir, y de hecho no lo hace, el ámbito de aplicación del artículo 106, apartado 2, del TFUE. Por lo tanto, los elementos aducidos por el citado interesado en lo relativo al Reglamento (CE) n° 1407/2002 no cuestionan el análisis de la compatibilidad con el mercado interior con arreglo al artículo 106, apartado 2, del TFUE de la ayuda estatal notificada. Además, la afirmación de que la medida notificada otorga una ayuda a las minas de carbón que viene a sumarse a las ya autorizadas por el Reglamento sobre el carbón no es correcta. Como ya se ha señalado, en virtud del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras y durante el periodo cubierto por este, el Real Decreto modificado lo único que brindará a las empresas de la minería del carbón es un cauce para lograr los objetivos de disminución de ventas derivados de dicho Plan, que es el instrumento en el que se basó la elaboración de los regímenes de ayuda a la industria del carbón —y su aprobación por la Comisión— de conformidad con el Reglamento (CE) n° 1407/2002. Las autoridades españolas han asumido un compromiso con arreglo al cual las obligaciones de compra derivadas del Real Decreto modificado solo se aplicarán al carbón que se beneficie de ayudas estatales conforme al Reglamento (CE) n° 1407/2002 o a cualquier Reglamento que lo sustituya.
- (151) Varios interesados adujeron que las medidas previstas por España infringirían determinadas disposiciones del Derecho de la UE y, en especial, las normas sobre libre circulación de mercancías.
- (152) Conforme a la sentencia *Iannelli*, «*la circunstancia de que un sistema de ayudas de Estado o mediante fondos estatales, por el mero hecho de favorecer a determinadas empresas o producciones nacionales, puede obstaculizar, al menos indirectamente, la importación de productos similares o competidores procedentes de los demás Estados miembros, no es suficiente por sí sola para asimilar, como tal, una ayuda a una medida*

⁴⁷ Véase el asunto C-225/91, Matra/Comisión, Rec. 1993, p. I-3203, apartados 41-45.

de efecto equivalente a una restricción cuantitativa, en el sentido del artículo 30»⁴⁸. Por consiguiente, la medida notificada, que beneficiará la producción nacional de electricidad y carbón, no puede considerarse, por esta sola razón, una medida que tenga un efecto equivalente a una restricción cuantitativa. Además, con arreglo a la misma sentencia, «si bien una ayuda entraña frecuentemente por sí misma una protección y, por lo tanto, cierta compartimentación del mercado respecto a las producciones de las empresas que no se benefician de ella, esta circunstancia no puede implicar efectos restrictivos que vayan más allá de lo que es necesario para que la ayuda pueda alcanzar los objetivos admitidos por el Tratado»⁴⁹.

- (153) En el presente asunto, la ayuda conlleva efectos restrictivos en el mercado de la electricidad y en los mercados de combustibles utilizados para la generación de electricidad. Con todo, no hay indicios de que estos efectos restrictivos vayan a superar lo necesario para alcanzar el objetivo de la ayuda, a saber, la prestación de un servicio de interés económico general consistente en la producción de electricidad a partir de carbón autóctono, dentro de los límites permitidos conforme al artículo 11, apartado 4, leído en relación con el artículo 3, apartado 2, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad. Tal servicio de interés económico general implica necesariamente que los combustibles autóctonos sean favorecidos frente a otros combustibles utilizados para la producción de electricidad y que las centrales que usan tales combustibles sean favorecidas frente a otras centrales⁵⁰.
- (154) Además, en su sentencia *Campus Oil*⁵¹, el Tribunal reconoció que entre las consideraciones de seguridad pública que pueden justificar un obstáculo a la libre circulación de mercancías conforme al artículo 36 del TFUE figura el objetivo de asegurar en todo momento el abastecimiento mínimo de productos petrolíferos manteniendo la capacidad de refinado dentro del territorio. El mismo razonamiento vale para la electricidad, máxime cuando, al contrario que en la situación de *Campus Oil*, el sistema de entrada en funcionamiento preferente notificado en el presente asunto busca mantener la explotación y disponibilidad continuadas, con fines de producción de electricidad, de recursos estratégicos de combustible primario situados en el territorio del Estado miembro. Por lo tanto, el hecho de que la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad, dentro de un límite bien determinado, permita a los Estados miembros considerar la producción de electricidad a partir de carbón autóctono un servicio de interés económico general es un indicio de que los obstáculos potenciales a la libre circulación de carbón y electricidad inducidos por un mecanismo de este tipo entran en el

⁴⁸ Asunto C-74/76, Iannelli/Meroni, Rec. 1977, p. 557, apartado 10.

⁴⁹ *Ibidem*, apartado 15.

⁵⁰ Cabe señalar además que se prevé que los efectos reales de la medida sobre los combustibles primarios procedentes de los demás Estados miembros de la UE sean limitados puesto que, actualmente, todo el gas natural y todo el carbón importado que se usa para la generación de electricidad en España procede de fuera de la UE.

⁵¹ Asunto C-72/83, *Campus Oil Limited y otros/Minister for Industry and Energy y otros*, Rec. 1984, p. 02727, apartados 34-35. Véase también el asunto C-174/04, *Comisión/Italia*, Rec. 2005, p. I-4933, apartado 40, y asunto C-503/99, *Comisión/Bélgica*, Rec. 2002, p. I-4809, apartado 46.

ámbito de las exenciones contempladas en el artículo 36 del TFUE y, en particular, en el de las razones de seguridad pública mencionadas en el asunto *Campus Oil*⁵².

- (155) Por las mismas razones, la medida notificada tampoco viola las normas del Tratado sobre la libertad de establecimiento.
- (156) Como se ha señalado en la sección 2.8, algunos interesados han sugerido que la medida notificada violaba la legislación ambiental de la UE hasta un punto tal que impedía que pudiera considerarse compatible con el mercado interior. Algunos interesados invocaron, en particular, el compromiso de España y de la UE de reducir las emisiones de efecto invernadero. Pues bien, la Comisión no observa disposición específica alguna en la legislación ambiental de la UE relativa al cambio climático que pudiera ser infringida por la medida notificada. De hecho, las centrales de carbón autóctono cubiertas por el régimen, a pesar de que acabarán emitiendo más CO₂ del que habrían emitido en otras circunstancias, seguirán estando sujetas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión, que es el instrumento de la UE para controlar y reducir las emisiones de CO₂ de grandes instalaciones, como las grandes centrales térmicas. Los titulares de centrales de carbón autóctono deberán renunciar a más derechos de emisión que a los que habrían renunciado en otras circunstancias. Esto dará lugar a una tendencia al alza del precio de los derechos de emisión CO₂, pero no afectará, en principio, a las emisiones totales de CO₂ de las instalaciones cubiertas por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión en la UE, puesto que hay un tope global para estas emisiones⁵³. Por lo tanto, la medida notificada no entra en conflicto ni con el tenor de la Directiva sobre el régimen para el comercio de derechos de emisión⁵⁴, ni con su objetivo, que es el de reducir las emisiones totales de CO₂, pero no necesariamente las de cada una de las instalaciones cubiertas por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.
- (157) De forma similar, el objetivo de reducción de emisiones que ha fijado la propia UE también es global. Por ello, el hecho de que un Estado miembro adopte una medida que dé lugar a que un número reducido de centrales emitan más CO₂ que el que emitirían en otras circunstancias no entra en conflicto con el objetivo de una reducción global, máxime si dichas centrales están cubiertas por un régimen de limitación y comercio de derechos de emisión (*cap-and-trade*) a escala de la UE, que necesariamente limita las emisiones

⁵² Cabe señalar que en el asunto C-379/98, *PreussenElektra*, apartados 68-81, el Tribunal examinó una obligación impuesta a los operadores económicos de un Estado miembro de abastecerse de un producto concreto, en un determinado porcentaje, de un proveedor nacional y concluyó que no era incompatible con el artículo 30 del Tratado CE [ahora artículo 34 del TFUE] porque se justificaba como «requisito obligatorio». *A fortiori*, una medida de este tipo puede justificarse por razones de seguridad pública explícitamente previstas en el artículo 36 del TFUE. Las razones aducidas en dicho artículo, contrariamente a los requisitos obligatorios del artículo 34 del TFUE, son susceptibles, por naturaleza, de justificar medidas que no pueden aplicarse indistintamente a los bienes nacionales e importados.

⁵³ El «tope» corresponde actualmente a la suma de los derechos de emisión totales asignados por todos los Estados miembros en el contexto de sus Planes Nacionales de Asignación. A partir de 2013, el tope se fijará directamente a nivel de la UE.

⁵⁴ Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.

totales de las instalaciones que abarca por debajo de un límite preestablecido. En el mismo sentido, la Comisión observa que el Real Decreto modificado no puede, como tal, comprometer la consecución por parte de España de sus propios objetivos de reducción de emisiones de CO₂ impuestos por la legislación de la Unión. De hecho, el objetivo asignado a España por la Decisión nº 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020⁵⁵ se aplica a las emisiones que no proceden de instalaciones cubiertas por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión⁵⁶. En lo que respecta a los compromisos de España bajo el Protocolo de Kyoto, mencionado por una parte en sus comentarios, no existe causalidad entre la medida notificada y la posibilidad de no alcanzar dichos compromisos. En efecto, dicho compromiso se refiere al total de emisiones de CO₂ del país, con lo que España puede disminuir el impacto de la medida notificada en las emisiones de CO₂ con medidas destinadas a otras fuentes de CO₂. Por último, la Comisión observa que la medida no puede comprometer la consecución por parte de España del objetivo que le asigna la legislación de la Unión⁵⁷ en lo relativo a la penetración de energías de fuentes renovables, puesto que los regímenes de ayuda de España para las centrales de generación con energías renovables no se verán afectados por el Real Decreto modificado y dichas centrales no serán «desplazadas» en el marco del mecanismo de entrada en funcionamiento preferente.

- (158) Un actual miembro del Parlamento Europeo y un antiguo miembro plantearon objeciones en relación con nueve minas a cielo abierto que podrían explotarse violando la legislación ambiental de la UE. Pero, aún en el supuesto de que tal infracción exista y pueda imputarse al Estado miembro, constituiría un comportamiento independiente de la medida notificada y debería evaluarse al margen de esta. No cabría considerarla «*tan indisolublemente vinculada al objeto de la ayuda que no sea posible apreciarla aisladamente*»⁵⁸, tanto más cuanto que la ayuda estatal notificada no persigue un objetivo ambiental, sino que trata de asegurar el funcionamiento de un servicio de interés económico general relacionado con la seguridad del suministro⁵⁹.

⁵⁵ DO L 140 de 5.6.2009, p. 136.

⁵⁶ Véase el artículo 2, apartado 1, de la Decisión.

⁵⁷ Véase la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (DO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

⁵⁸ Véase el asunto C-225/91, *Matra/Comisión*, Rec. 1993, p. I-3203, apartados 41-45.

⁵⁹ Véase, por ejemplo, el asunto T-158/99, *Thermenhotel Stoiser/Comisión*, Rec. 2004, p. II-1, apartado 159 («[...] *el supuesto incumplimiento de la Directiva 85/337 por las autoridades nacionales podría ser objeto, en su caso, de un procedimiento de declaración de incumplimiento de Estado con arreglo al artículo 169 del Tratado CE (actualmente, artículo 226 CE), pero no constituir una dificultad seria a fines de la apreciación, por la Comisión, de la compatibilidad de la ayuda controvertida con el mercado común*»).

- (159) Otro interesado argumentó que las medidas establecidas en el Real Decreto modificado violarían el derecho de propiedad tal y como se define en la Carta de los Derechos Fundamentales, puesto que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente tendrá un efecto de expropiación o cuasi expropiación sobre las centrales cuyos programas de producción resultantes de la casación del mercado diario de electricidad se verán reducidos (las «centrales desplazadas»). La Comisión no aprecia este efecto, dado que los titulares de las centrales eléctricas que potencialmente podrían verse «desplazadas» determinados días mantendrán pleno control sobre sus activos. Además, serán libres de ofrecer su producción en el mercado diario de electricidad o por otros cauces, como los acuerdos bilaterales. La medida solo afectará a la entrada en funcionamiento de centrales en el mercado diario de electricidad. Por lo tanto, los productores de electricidad afectados no tendrán que hacer frente a una imposibilidad absoluta de producir electricidad en estas centrales y de venderla en el mercado. Las medidas establecidas en el Real Decreto modificado solo son intervenciones reguladoras en el mercado de la electricidad destinadas a garantizar que realmente se dé preferencia a la entrada en funcionamiento de las centrales de carbón autóctono, como permite la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad. De hecho, el artículo 17 de la Carta de los Derechos Fundamentales, que aborda el derecho de propiedad, contempla explícitamente que el «*uso de los bienes podrá regularse por ley en la medida que resulte necesario para el interés general*». El mecanismo de entrada en funcionamiento preferente que se está examinando puede considerarse una medida que regula el uso de las centrales eléctricas en el interés de la seguridad del suministro, del mismo modo que algunas disposiciones del Derecho de la Unión, por ejemplo, limitan el número de horas de funcionamiento de determinadas centrales por motivos ambientales. En cualquier caso, aun suponiendo que el mecanismo de entrada en funcionamiento preferente invada el derecho de propiedad, la presente decisión no prejuzga la aplicación de un régimen general (es decir, no selectivo) del Derecho nacional que prevea la compensación en tales circunstancias.
- (160) Desde el punto de vista del Derecho de la Unión, y sin perjuicio de que una compensación de servicio público correspondiente a un mecanismo de entrada en funcionamiento preferente cumpla las normas sobre ayudas estatales, no hay disposición o principio general alguno que se oponga a un mecanismo de este tipo según lo previsto en el artículo 11, apartado 4, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad. La Comisión observa, asimismo, que los Estados miembros también pueden instaurar mecanismos de entrada en funcionamiento preferente para las unidades de generación de electricidad que utilizan fuentes de energía renovables⁶⁰ con un impacto similar sobre los intereses económicos de las tecnologías competidoras, y el Tribunal no encontró motivos de incompatibilidad con la legislación de la Unión en las medidas examinadas en el asunto *PreussenElektra*⁶¹ y, en particular, con el artículo 28 del Tratado CE (ahora artículo 34 del TFUE).

⁶⁰ Artículo 11, apartado 3, de la Segunda Directiva sobre el mercado de la electricidad.

⁶¹ Asunto C-379/98, *PreussenElektra*, citado anteriormente, apartados 68 a 81.

- (161) La Comisión señala, asimismo, que el método de selección de las centrales que no utilizan carbón autóctono que serán «desplazadas», que se basará en criterios ambientales, es una medida que puede separarse de la obligación de servicio público impuesta a los propietarios de centrales de carbón autóctono y de la propia medida de ayuda. En consecuencia, este método no está tan indisolublemente vinculado al objeto de la ayuda que deba tenerse en cuenta en la evaluación de la compatibilidad de la medida de ayuda.
- (162) Por último, la Comisión señala que el «gravamen por capacidad» tampoco debe tenerse en cuenta en la evaluación de la compatibilidad de la ayuda con el mercado interior puesto que dicho gravamen, que es el medio con el que se financia la ayuda, no «*forma parte integrante de [la medida de ayuda]*»⁶². Conforme a la jurisprudencia, «*para que se pueda considerar que un tributo forma parte integrante de una ayuda, el destino del tributo debe estar obligatoriamente vinculado a la ayuda con arreglo a la normativa nacional pertinente, en el sentido de que la recaudación del tributo se destine obligatoriamente a la financiación de la ayuda y afecte directamente a la cuantía de ésta y, consiguientemente, a la apreciación de la compatibilidad de esta ayuda con el mercado común*»⁶³. En el presente caso, los ingresos del gravamen por capacidad se utilizarán para financiar dos medidas independientes (los pagos por capacidad y la compensación por servicio público para las centrales de carbón autóctono) y el importe de la compensación de las centrales de carbón autóctono se calculará independientemente de los ingresos en concepto del gravamen. Por lo tanto, el gravamen por capacidad no forma parte integrante de la medida de ayuda⁶⁴.

3.4.7. Conclusión de la evaluación de la compatibilidad

- (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 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.

4. CONCLUSIÓN

En consecuencia, la Comisión ha decidido:

- declarar la ayuda compatible con el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

⁶² Véase el asunto C-333/07, *Société Régie Networks/Direction de contrôle fiscal Rhône-Alpes Bourgogne*, Rec. 2008, p. I-10807, apartado 89.

⁶³ *Ibidem*, apartado 99.

⁶⁴ Véanse también los asuntos acumulados C-266/04 a C-270/04, C-276/04 y C-321/04 a C-325/04, *Distribution Casino France SAS y otros/Caisse nationale de l'organisation autonome d'assurance vieillesse des travailleurs non salariés des professions industrielles et commerciales (Organic)*, Rec. 2005, p. I-9481.

En el supuesto de que la presente carta contenga información confidencial que no deba divulgarse, le ruego informe de ello a la Comisión en un plazo de quince días hábiles a partir de la fecha de recepción de la presente. Si la Comisión no recibe una solicitud motivada al efecto en el plazo indicado, se considerará que se acepta la comunicación a terceros y la publicación del texto íntegro de la carta, en la versión lingüística auténtica, en la dirección Internet:

http://ec.europa.eu/community_law/state_aids/state_aids_texts_es.htm.

Dicha solicitud deberá ser enviada por correo certificado o por fax a la siguiente dirección:

Comisión Europea
Dirección General de Competencia
Registro de Ayudas Estatales
B - 1049 BRUSELAS
Fax nº: +32-2-296-12-42

Reciba el testimonio de mi más alta consideración,

Por la Comisión

Joaquín ALMUNIA
Vicepresidente de la Comisión