



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 5/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE CREA EL
PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN
DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA
DE SUMINISTRO**

13 de abril de 2010

INFORME 5/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE CREA EL PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 13 de abril de 2010 ha acordado emitir el siguiente informe:

1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente la propuesta de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

2. ANTECEDENTES

Con fecha 23 de octubre de 2009 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Esta Comisión emitió su Informe 29/2009 que fue aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 16 de noviembre de 2009.

Con fecha 27 de febrero de 2010, se publica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se crea 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 eléctrica.

Con fecha 5 de marzo de 2010 tuvo entrada en la CNE la propuesta de OM, por la que se desarrolla el mecanismo de subasta del apartado 2 del anexo III del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica, para que fuera emitido el informe preceptivo por trámite de urgencia.

Con fecha 24 de marzo de 2010 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, y su tramitación por vía de urgencia, la Propuesta por la que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, retirándose la solicitud de informe de la propuesta de Orden por la que se desarrolla el mecanismo de subasta establecido en el apartado 2 del anexo III del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

Con fecha 25 de marzo de 2010, la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días.

Se han recibido escritos con comentarios del Instituto de Consumo. Asimismo, han presentado observaciones las siguientes empresas o asociaciones: Unesa, Gas Natural, Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola, Red Eléctrica de España, OMEL, Elcogás APRIE, ACIE, EFET y Bahía de Bizkaia Electricidad.

3. NORMATIVA

El **Real Decreto 134/2010**, de 12 de febrero, incluye un único artículo en el que se aprueba el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, se definen las centrales que quedan obligadas a participar en este proceso como vendedoras y se establecen los derechos de cobro de aquellas centrales termoeléctricas de generación que vean reducidos sus programas en la fase de reequilibrio de generación-demanda de dicho procedimiento. El mencionado procedimiento en su anexo I introduce una serie de modificaciones al despacho de las centrales eléctricas con el fin de introducir la producción de carbón autóctono y adecuar la generación del resto de centrales para equilibrar la producción con la demanda.

4. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

De acuerdo con la exposición de motivos de la propuesta de Real Decreto, como resultado del proceso de pre-notificación a la Comisión Europea del mecanismo propuesto en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, "*es necesario introducir mejoras*" en el mismo. En este sentido, esta propuesta reproduce el punto 1 y 2 del artículo único del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero y elimina el punto 3, donde se establecían los derechos de cobro de aquellas centrales que pudieran ver su programa reducido en la fase de equilibrio de generación-demanda de la resolución de las restricciones por garantía de suministro. Asimismo, se introduce un nuevo punto en dicho artículo único donde se establece que los titulares de las centrales de carbón autóctono quedan obligados a presentar ofertas en el mercado diario a un precio máximo igual a su coste variable, que será establecido por Resolución del Secretario de Estado de Energía.

5. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA

Tal y como se indicó en el informe 29/2009 de la CNE, esta Comisión no se pronuncia sobre las decisiones de política energética del Gobierno ni respecto al carácter estratégico del carbón autóctono ni sobre el interés de mantener las centrales de carbón autóctono operativas, por su apoyo a la consecución de los objetivos del Plan de la Minería, al encontrarse todo ello en el marco de una decisión política. Sin embargo, sí se considera necesario y oportuno analizar el instrumento regulatorio que se propone ahora, modificando el previsto en el Real Decreto 134/2010, para alcanzar dichos objetivos, detectando las posibles inconsistencias e

incompatibilidades con el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, y analizando su impacto sobre los costes del sistema.

En primer término, la CNE considera que el procedimiento elegido no es el adecuado para resolver el problema objeto de la propuesta de Real Decreto. Parece conveniente, además, analizar hasta sus últimas consecuencias el efecto que esta normativa puede tener sobre determinadas tecnologías, especialmente, sobre las centrales de ciclo combinado.

5.1 Necesidad de desarrollar un mecanismo de Pago de Capacidad

De acuerdo con las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores del MIBEL en mayo de 2007, se considera urgente la revisión y el desarrollo del sistema de pago de capacidad, resultando ahora más oportuno, tras la nueva propuesta del mecanismo de resolución por garantía de suministro.

En este sentido, tal y como se propuso en el informe 29/2009, sería conveniente explorar otras alternativas diferentes al mecanismo propuesto de resolución de restricciones por garantía de suministro, como sería la definición de un pago de garantía de potencia, complementario al precio del mercado.

Todo ello contribuirá a resolver las asimetrías existentes en los mercados diarios e intradiarios, especialmente en lo que afecta a los procesos de restricciones.

El lucro cesante que se establecía en el Real Decreto 134/2010, venía a compensar la pérdida del margen derivado de su retirada del mercado diario, y en su caso, el posible impacto derivado de los costes asociados a la renegociación de contratos suministro de sus materias primas. Con la eliminación de dicha compensación, y teniendo en cuenta que el número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados se reducirá, la capacidad de recuperación de costes de estas centrales a través del mercado se verá afectada. En el caso de las centrales de carbón de importación objeto de importantes inversiones, modernización y puesta al día medioambiental, dado que su funcionamiento podría ser casi nulo, o reducido únicamente al que resulte preciso por motivos de seguridad, la capacidad para recuperar costes fijos de las centrales que venían siendo despachadas hasta ahora, se verá reducida, lo que podría poner en riesgo su continuidad (en la actualidad existen 8.000 MW de potencia correspondiente a centrales de carbón no incluidas en el anexo II sobre el total de potencia instalada de centrales de carbón de 11.400 MW).

En la medida en que el mecanismo de pago por capacidad no sea adaptado al nuevo escenario que resultará de la aplicación de la propuesta de Real Decreto, no existirán las señales adecuadas en el mercado para atraer las futuras inversiones adicionales en nuevas plantas que aporten la flexibilidad necesaria para poder dar cumplimiento a los objetivos en materia de renovables, y para poder mantener los niveles necesarios de seguridad del sistema. Si bien puede considerarse que el sistema eléctrico español, de acuerdo con las previsiones actuales, no va a presentar problemas de capacidad en el corto plazo, modificaciones regulatorias como la propuesta que afectan a las señales de largo plazo, disminuyen la confianza de los futuros inversores introduciendo un mayor riesgo regulatorio que influirá negativamente en el desarrollo del sector.

Este enfoque tiene una especial relevancia dado que uno de los objetivos perseguidos por el Real Decreto 134/2010, de acuerdo con su exposición de motivos, es la de mantener las centrales de carbón autóctono, *“por garantizar la correcta operación del sistema y el suministro eléctrico, al tratarse de una producción gestionable y proveedora de servicios de ajuste del sistema”*. Por tanto, no resultaría coherente que por la implicación que tiene el mecanismo propuesto en el resto de centrales del sistema, la seguridad del sistema se viera empeorada.

Adicionalmente, es necesario desarrollar un mecanismo de pago de capacidad que elimine las asimetrías existentes en cuanto a la diferente recuperación de costes que tendrán las centrales del sistema con la incorporación del mecanismo propuesto. Por una parte, las centrales de carbón autóctono obtienen, con carácter general, a través de la retribución establecida en el anexo II propuesto la recuperación de tanto sus costes fijos como variables. Por el contrario, al resto de las centrales, por una parte, se les limita su capacidad de recuperar costes fijos a través del mercado al ver reducida su programación, y por otra parte, algunas de ellas, dado que el pago por capacidad del servicio de disponibilidad no está desarrollado, no reciben ninguna retribución adicional al mercado que les permita la recuperación de estos costes.

5.2 Impacto del mecanismo de reequilibrio generación-demanda en el precio

En primer lugar, tal y como se puso de relieve en el informe 29/2009 de la CNE, con el de fin preservar el funcionamiento del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL), ratificado en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, operativo desde el 1 de julio de 2007, debería evitarse cualquier regulación nacional que pudiera tener impacto en el precio del mercado eléctrico y que pudiera inducir a comportamientos estratégicos inadecuados por parte de los agentes de uno de los dos países.

El análisis realizado en el informe 29/2009 de la CNE puso manifiesto que *“el procedimiento de restricciones por garantía de suministro podría afectar, al proceso de formación del precio del mercado diario”*. Se indicaba en el mencionado informe que este impacto se debía *“tanto por la salida de las centrales de carbón autóctono de la casación del mercado diario, como por los incentivos de las centrales potencialmente salientes a realizar ofertas distintas en presencia de dicho procedimiento”*. En particular, se hacía referencia a *“la posibilidad de que se realicen compensaciones a centrales que no habrían funcionado, por tener costes elevados, o que centrales competitivas oferten a precios más elevados y/o desvíen su producción al mercado intradiario”*. Asimismo, se explicaba que el mecanismo propuesto introducía diversos incentivos a la realización de comportamientos estratégicos en el mercado diario por parte de los agentes que podían concretarse en actuaciones abusivas contra la competencia.

En este sentido, la eliminación introducida en la propuesta de Real Decreto del lucro cesante de las instalaciones que ven su programación reducida en la fase de reequilibrio elimina los incentivos existentes relacionados con agentes que en ausencia de esta retribución no hubieran participado en el mercado diario. Sin embargo introduce otros nuevos que podrían afectar al precio del mercado, como por ejemplo, la alteración en el volumen de las ofertas realizadas por los ciclos combinados, incrementándose para poder mantener finalmente la producción deseada, dado que la reducción se realiza de manera proporcional a lo programado. También se mantienen otros

incentivos por parte de las centrales de carbón de importación y de los ciclos combinados a alterar las ofertas al mercado diario, de tal forma que no resultaran casadas en este mercado y sí lo fueran posteriormente en el mercado intradiario, evitando así una posible retirada en la fase de reequilibrio. La materialización de un tipo de estrategia u otra no es fácil de predecir a priori, dado que dependerá de un conjunto de factores, y en particular, de la posición específica de cada central en el orden de mérito económico, del mix tecnológico de su titular y de la cantidad de carbón autóctono programada para una determinada hora.

En cuanto a las centrales de carbón de importación, su incentivo a resultar despachado en el mercado pudiera ser reducido dado que éstas tendrán una retirada casi asegurada en el proceso de reequilibrio. En consecuencia su casación o no en el mercado podría estar orientada a alterar el despacho de los ciclos combinados, con el fin de modificar el resultado que la fase de reequilibrio pudiera tener sobre estas centrales. Esta situación podría motivar la existencia de comportamientos estratégicos en el mercado diario en función de mix de generación de cada agente, intentando alterar el precio del mercado.

Por otra parte, como resultado de la aplicación del mecanismo propuesto, en determinadas circunstancias, es posible que potencialmente algunos ciclos se sitúen, tras la retirada de su programación, en muchas ocasiones en su mínimo técnico, o incluso por debajo de su mínimo técnico. En esta situación, podría existir una elevada oferta de venta en los mercados intradiarios por parte de estas centrales, para conseguir alcanzar su mínimo técnico, por lo que el precio del intradiario podría verse alterado, incentivando así, la existencia de comportamientos estratégicos entre los agentes entre el mercado diario y el intradiario. En este sentido, de acuerdo con algunas alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo, se propone que en el prorrateo que se aplique para la retirada, se contemple que las unidades sólo fueran reducidas hasta su mínimo técnico, evitándose así, su necesaria participación posterior en el mercado intradiario.

5.3 Impacto del mecanismo de reequilibrio generación-demanda en el funcionamiento de las tecnologías

El informe 29/2009 indicaba también que el mecanismo afectaría *“significativamente al funcionamiento del resto de tecnologías, dado que independientemente de su orden de mérito, la producción de las centrales con carbón de importación será reducida. La producción de los ciclos combinados podrá verse afectada en mayor o menor medida dependiendo de la relación de precios del carbón y del gas natural, lo que supondrá un impacto en el sector del gas.[...]. Asimismo, el impacto medioambiental de este procedimiento no sería significativo si las centrales desplazadas fueran de carbón de importación, pero por el contrario, podría suponer un incremento del 20% de las emisiones de CO2 del sector eléctrico, si todas las centrales desplazadas fueran de ciclo combinado”*.

La nueva propuesta de Real Decreto sigue teniendo el mismo impacto sobre el funcionamiento de las distintas tecnologías que participan en la actualidad en el mercado de producción, que tenía la aplicación del Real Decreto 134/2010. Así, la introducción del carbón autóctono de una cantidad estimada de 22 TWh podría suponer la parada absoluta de las centrales de carbón de importación, excepto cuando su programación fuera necesaria para mantener los niveles de

seguridad¹. En concreto, si el Real Decreto 134/2010 hubiera resultado de aplicación durante el primer trimestre de 2010, hubiera sido retirada del programa base de funcionamiento la totalidad de la programación con carbón de importación, excepto la considerada necesaria para garantizar la seguridad del sistema, y el 40% de la programación con ciclos combinados.

A este respecto, cabe señalar, que el año 2010 ha sido un año con una hidraulicidad superior a la media histórica (índice producible 1,8 a 22 de marzo de 2010) y con una elevada producción eólica, por lo que los resultados anteriores pudieran considerarse coyunturales. Sin embargo, no se debería descartar, de acuerdo con la evolución prevista de las energías renovables y de la demanda, que el volumen de energía retirada correspondiente a los ciclos combinados sea significativa, con la correspondiente afectación a los contratos “take or pay” de sus titulares.

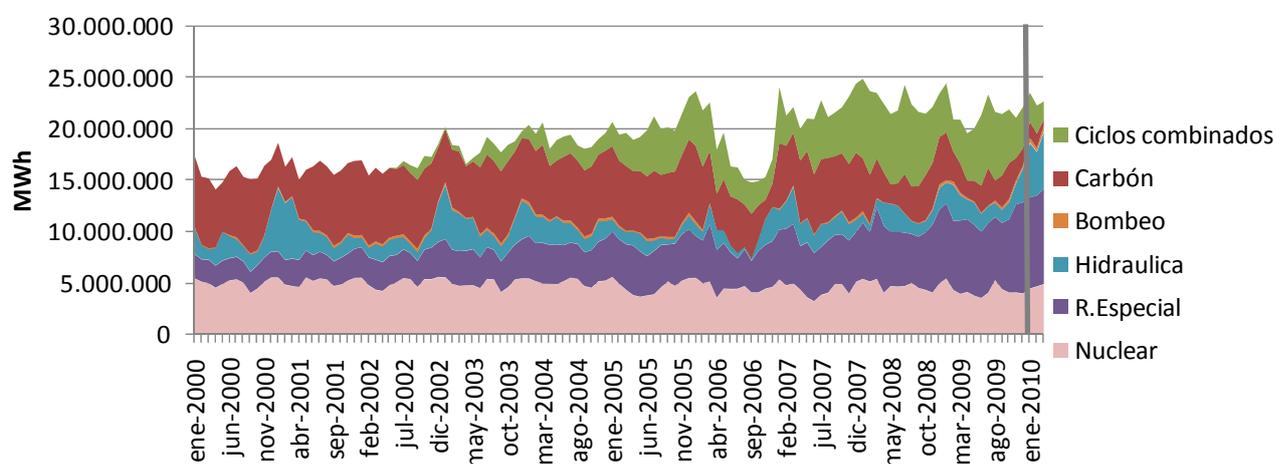


Grafico 1. Evolución de la programación mensual por tecnologías en el programa base de funcionamiento 2000-2010

Fuente: CNE

El mecanismo podría afectar especialmente a los grupos empresariales en cuyo parque de generación tengan un peso relevante las centrales térmicas de carbón de importación. Dichos grupos se quedarán sin cobertura propia para atender una parte significativa de los compromisos contractuales de suministro, con sus clientes finales, por lo que se verán obligados a obtener la energía que precisen para el suministro de sus clientes a través del mercado diario u a través de otras modalidades de contratación, haciéndolos, por tanto, más vulnerables frente a sus competidores. Por lo tanto, el mecanismo propuesto no sólo tiene un impacto muy significativo sobre el mercado mayorista sino también sobre el mercado minorista.

¹ En el informe 29/2009 de la CNE, se estimó en unos 4,3 TWh la programación correspondiente a centrales de carbón de importación que tendrían que resultar despachados necesariamente para resolver restricciones técnicas en la red en 2010.

5.4 Concreción sobre las cantidades correspondientes a la introducción de carbón autóctono

En el informe 29/2009, se propuso reducir las producciones que figuraban en aquel momento en el anexo II de la propuesta correspondientes a las centrales de carbón autóctono para ajustarlas a los compromisos del Plan de la Minería correspondientes a la actividad subterránea y plantear una solución de almacenamiento temporal del stock de carbón existente en la actualidad que permita un consumo laminado en el tiempo. Así, se estimó que, si se hubieran ampliado los plazos de consumo del stock actual hasta 2017, la producción máxima a la que se hacía referencia en el anexo II de las centrales de carbón autóctono de 27 TWh anuales podría haber pasado a 22 TWh, e incluso a 14 TWh si sólo se hubiera considerado el consumo de carbón autóctono procedente de la actividad subterránea. En este nuevo escenario, se podría reducir el impacto del mecanismo de resolución de restricciones por seguridad de suministro en el funcionamiento del resto de las tecnologías, con su correspondiente minoración del resultado económico de las mismas. Al reducirse la retirada de centrales de ciclo combinado, el posible impacto en los contratos de “Take or Pay” o en los costes que esta medida ocasiona (almacenamiento, penalizaciones), se vería reducido significativamente. Adicionalmente, los efectos medioambientales de la introducción de carbón autóctono podrían verse compensados con una menor producción con carbón de importación, sin ser necesaria la reducción de la programación de los ciclos combinados, con lo que los niveles de emisiones de CO₂ se verían afectados en menor medida.

La redacción dada al Real Decreto 134/2010 no incluyó las producciones que debían corresponder a cada central de carbón autóctono, aunque sí estableció en su anexo I que los planes semanales elaborados por el Operador del Sistema no podían superar las cantidades previstas en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012. Sin embargo, en la nueva redacción incluida en la propuesta de Real Decreto del anexo I, se elimina cualquier mención al mencionado Plan, referenciando únicamente a las cantidades de energía que fije la Resolución del Secretario de Estado de Energía. De esta forma, se dota de una fuerte discrecionalidad a la medida, ya que podría permitir una utilización del carbón autóctono incluso superior a la del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012.

5.5 Asimetría con respecto al tratamiento de la fase de reequilibrio del proceso de resolución de restricciones técnicas

Tal y como se indicó en el punto 6.10 del informe 29/2009, el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro se enmarca en un ámbito regulatorio estrechamente ligado al de las restricciones técnicas. De hecho las fases de reequilibrio de ambos mecanismos quedan fuertemente ligados en el tiempo y en el orden siendo el efecto final de ambos recuadros el mismo (la reducción de programas de energía) y afecta a las mismas instalaciones (las programadas en el PBF). Sin embargo, el orden de mérito resulta diferente en ambos procesos (uno basado en nivel de emisiones y el otro en ofertas económicas específicas), e igualmente ocurre con su retribución (uno no retribuido y otro retribuido según la oferta económica). Esta asimetría retributiva resulta difícilmente justificable al tratarse básicamente del mismo servicio: resultar retirado para poder introducir otras centrales cuya programación resulte precisa, con independencia del motivo. Por coherencia regulatoria, dado que la propuesta del nuevo Real Decreto no paga una compensación a las centrales que son retiradas, tampoco se debe

compensar la retirada de la fase II de restricciones técnicas. De esta forma, se evitarían además posibles estrategias de arbitrajes por parte de los agentes entre ambos procesos. Alternativamente, como ha sido manifestado en alegaciones de miembros del Consejo Consultivo, se podría establecer lo contrario, esto es, que la retirada de las centrales para equilibrar la entrada de carbón nacional por restricciones por garantía de suministro tuviera el mismo tratamiento que el actualmente definido en la fase II de restricciones técnicas. En este sentido, si bien se desconoce el resultado del proceso de prenotificación a la Comisión Europea del mecanismo propuesto en el Real Decreto 134/2010, cabría analizar si extender el mismo tratamiento de la fase II de restricciones técnicas a la resolución de restricciones por garantía de suministro, pudiera no adaptarse a las propuestas realizadas en dicho proceso de prenotificación, dado que precisamente, ha sido el mecanismo de compensación el que ha sido eliminado del Real Decreto 134/2010.

Por lo que respecta al ordenamiento español, algunas alegaciones realizadas por empresas del sector han planteado que la supresión del Anexo III del RD 134/2010 (que regulaba el derecho de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido) implicaría una contravención de la Ley del Sector Eléctrico.

El artículo 25 de la LSE confiere al Gobierno la facultad de establecer procedimientos que aseguren el funcionamiento de las unidades que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, con el límite del 15% de la cantidad necesaria para producir la electricidad demandada en el mercado nacional, previéndolo de forma compatible con la existencia de un mercado de libre competencia en la producción y evitando la alteración de los precios del mercado. Asimismo, procede señalar que el artículo 16 LSE permite que el Gobierno determine, reglamentariamente, qué servicios se considerarán de ajuste del sistema, cuál será su funcionamiento y cómo se regulará su retribución, siempre que tales servicios constituyan un ajuste del mercado que resulte necesario para garantizar un suministro adecuado al consumidor.

Dichos preceptos de la LSE confieren ciertamente al Gobierno un amplio margen para introducir la medida contenida en el Real Decreto objeto de informe (para establecer un procedimiento que asegure el funcionamiento de las unidades de producción que utilizan carbón autóctono, para configurarlo como un ajuste del sistema y para regular cómo será su retribución). Sin embargo, no puede dejar de señalarse que la concreta medida que aquí se introduce puede suscitar dudas acerca de su legalidad (en particular, en cuanto a su compatibilidad con la exigencia legal de retribución de los servicios de ajuste del sistema), y, asimismo, dudas acerca de su acomodación a las exigencias derivadas del principio de proporcionalidad, como principio que preside la acción administrativa (en especial, la dotada de un considerable margen de discrecionalidad), y que tiene por finalidad restringir la intervención administrativa en favor de aquellas soluciones o actuaciones que menor injerencia o lesión originen en los bienes, derechos o la libertad de actuación de los ciudadanos, y que, asimismo, es un principio que exige tratar de forma ponderada los diferentes intereses que estén en conflicto o que se vean involucrados por la intervención administrativa de que se trate.

Pues bien, a este respecto no puede pasar desapercibido que la introducción del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, como intervención que se produce en el mercado de producción, fue introducido recientemente (por virtud del Real Decreto 134/2010) acompañado del reconocimiento de una compensación para las unidades perjudicadas como consecuencia de esa

intervención, intervención que suponía la modificación del statu quo de funcionamiento existente en el sistema hasta la fecha, y que la presente medida que ahora se pretende introducir (la supresión de esa compensación) se produce tan sólo un mes después de haberse publicado el citado Real Decreto, y, en cualquier caso, antes de que el mismo se haya llevado a la práctica.

Por añadidura, la reforma que ahora se propone aparece, en lo esencial, huérfana de toda motivación (en su preámbulo la propuesta de Real Decreto que se informa se limita a señalar que “como consecuencia del proceso de prenotificación a la Comisión Europea es necesario introducir mejoras en el mecanismo propuesto”). De ahí que no se justifique pormenorizadamente por qué la compensación que el Gobierno juzgaba procedente y proporcionada el pasado mes de febrero ya no le merece tal consideración. Posiblemente, el cambio de criterio sea el resultado de las observaciones trasladadas al Gobierno de España por la Comisión Europea en el marco del proceso de prenotificación a dicha Comisión del Real Decreto 134/2010, pero ni se explicitan tales observaciones ni se examina detalladamente en qué medida las mejoras exigidas por la Comisión Europea resultan a su vez compatibles con la vigente legislación interna de España. Téngase en cuenta, en este sentido, que la regulación reglamentaria del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro debe ser compatible no sólo con la normativa comunitaria en materia de ayudas de Estado sino también con lo dispuesto en la Ley española del Sector Eléctrico.

5.6 No se debe limitar la participación en los mercados intradiarios de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso

La limitación impuesta a las unidades cuyo programa resulta reducido en la fase de reequilibrio de no participar en los intradiarios con ofertas a subir, es innecesaria y susceptible de drenar liquidez de estas sesiones. Tal y como se dijo en el informe 29/2009, dichas unidades deben mantener la facultad de participar en dichos mercados, máxime cuando con el nuevo mecanismo propuesto, no son compensados al reducir sus programas.

Adicionalmente cabe señalar que, al establecerse para las instalaciones de producción de ciclo combinado una reducción proporcional a la energía programada en el PBF, en caso de aplicación de este reparto, la limitación de no ofertar a subir en el mercado intradiario, salvo para mantener sus mínimos técnicos, podría reducir de forma importante la oferta de banda de regulación secundaria por parte de esta tecnología que en el último año móvil ha contribuido con un 48% a la provisión total de banda de regulación secundaria. Hay que destacar además la existencia de un requerimiento de relación de banda a subir y a bajar asignada por zona de regulación, requerimiento cuyo cumplimiento pudiera requerir a su vez una modificación del programa de estas unidades de ciclo combinado mediante su participación en el mercado intradiario.

Resulta discriminatorio que las unidades reducidas en fase II del proceso de solución de restricciones técnicas puedan negociar libremente en los mercados intradiarios, y en cambio, a las unidades que compensan la energía programada en el proceso de resolución de restricciones de garantía de suministro no pudieran sin embargo participar para incrementar su programa, salvo para alcanzar sus mínimos técnicos.

5.7 Obligación de los titulares de las centrales del anexo II a presentar sus ofertas al mercado diario a un precio máximo igual a su coste variable

La nueva redacción propuesta del punto 3. del artículo único obliga a los titulares de las centrales del Anexo II a presentar ofertas en el mercado diario a un precio máximo establecido por el Secretario de Estado de Energía igual a sus costes variables. Según varias alegaciones recibidas al respecto, esta fijación de precios supone intervenir de forma innecesaria una actividad sujeta a la libertad de empresa, contraviniendo lo fijado en los artículos 23 y 24 de la Ley del Sector Eléctrico, que no fijan ninguna limitación en precio a la presentación de ofertas por parte de los productores eléctricos.

A este respecto cabe señalar que, los titulares de las centrales térmicas ya están obligados a presentar ofertas al mercado diario, y que, con carácter general, estas deberían ser acordes con sus costes variables. Por lo tanto, en este sentido, si bien la obligación introducida por el Real Decreto supone un requerimiento adicional a la normativa vigente sobre la participación de los agentes en el mercado para una determinada tecnología, no es ningún cambio sustancial sobre el comportamiento teórico que éstos deberían mantener habitualmente, dado que, los costes variables regulados en el anexo II deberían reflejar de la forma más fiel posible, sus costes variables reales.

En cualquier caso, la obligación de ofertar a un precio fijado administrativamente debería extinguirse en aquellos periodos en los que la central no vaya a ser programada por garantía de suministro, de acuerdo con el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema y previsto en el Anexo I del Real Decreto, quedando las centrales libres de ofertar en el mercado de producción de energía eléctrica de manera coherente con su estrategia empresarial.

5.8 Los titulares de las centrales del anexo II deberían obtener la retribución regulada independientemente de su casación en el mercado diario

De acuerdo con la propuesta, las instalaciones de carbón del anexo II que ofertando al mercado diario al coste variable de la central resulten casadas, recibirán por la energía casada exclusivamente el marginal del mercado diario, mientras que aquellas que no resulten casadas y sean asignadas en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro recibirán el coste Fijo y el Coste Variable, según se establece en el anexo II. Se considera que la energía casada en el mercado debería tener una retribución igual a la que resultaría de haber sido asignada en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro, considerándose por tanto en ambos casos la retribución de los costes fijos, tanto a la energía casada en el mercado diario como a la energía no casada en el mercado diario. En este sentido, se propone que el apartado 2 del punto 3 del Anexo I considere no sólo la existencia de una obligación de pago sino también, de un derecho de cobro igual a la diferencia entre la retribución que les correspondería según el anexo II y el precio del mercado diario.

Adicionalmente, algunas alegaciones de los miembros consultivos proponen que las centrales de carbón autóctono no reciban más que su retribución regulada, conforme al anexo II de la propuesta, teniendo en cuenta la participación de las centrales en todos los mercados y procesos en los que puede vender su energía y no solamente tomando la referencia de su participación en

el mercado diario. Dicha propuesta se considera adecuada dado que, al estar definida una retribución regulada, no tiene sentido una implementación práctica que permitiera la percepción de unos ingresos superiores a ella. Sin embargo, esta consideración tiene como inconveniente que el incentivo a participar en los servicios de ajuste (mercado intradiario y servicios complementarios) por parte de estas centrales se vería limitado introduciendo una mayor ineficiencia en la gestión de dichos servicios.

Por otro lado, la liquidación del exceso de retribución establecida en la redacción propuesta del anexo II del Real Decreto 134/2010 para las centrales que hubieran fijado un precio de adquisición del carbón autóctono inferior al establecido en 2009 incrementado en un 2%, supone una falta de incentivo para comprar eficientemente el carbón, por lo que se propone la eliminación de esta medida

5.9 Orden de mérito basado en emisiones verificadas y no declaradas

Tras el cambio introducido en la propuesta de Real Decreto de no compensar la energía retirada en la fase de reequilibrio, el orden de mérito basado en los valores de CO₂ de las distintas instalaciones utilizado para seleccionar las energías a retirar, se convierte en un criterio con una importancia fundamental. Como consecuencia, tiene mayor justificación, lo propuesto por el punto 6.9 del informe 29/2009 la CNE, en cuanto a que para la utilización de los valores de las emisiones que se apliquen en la metodología propuesta, *“se considera más sencillo, transparente y objetivo tomar como referencia los valores de emisiones verificados y las medidas de energía neta producida correspondientes al último ejercicio publicado”*, que los valores declarados por los propios agentes.

Si finalmente se mantuviera el criterio de los valores declarados por los propios agentes, dado que la norma prevé la posibilidad de que la CNE supervise dichos valores, los agentes deberían aportar información auditada que permitiera la acreditación de unos valores diferentes a los verificados del último ejercicio publicado. En su defecto, los valores publicados por la CNE a efectos del orden de mérito de la fase de reequilibrio deberían ser los verificados en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

5.10 Plazo de entrega de las Cartas de compromiso

Para la presentación de las cartas de compromiso del punto 2 del Artículo único, se considera necesaria la previa publicación de las resoluciones de la SEE en las que se indiquen los volúmenes máximos de producción, las cantidades de carbón autóctono a adquirir y los posibles trasvases intercuenas (Puntos 1 y 2 del Anexo II). Por ello, el plazo de presentación de dichas cartas debería comenzar cuando se dispusiera de esta información, y no el día de entrada en vigor del real decreto, y debería ampliarse a 1 mes, de acuerdo con las alegaciones de algunos miembros del Consejo Consultivo, con el fin de permitir la firma de los contratos con los proveedores.

5.11 Establecimiento de los criterios seguidos en la selección de las centrales de carbón autóctono

En el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 aparecen cifras orientativas sobre la previsión del consumo de carbón de cada central en el horizonte del Plan. En este sentido, en el anexo II no se recogen todas las centrales que aparecen en dicho Plan, por lo que se deberían indicar los criterios seguidos para la selección de unas determinadas centrales y no otras, como ya se indicó en el informe 29/2009. En concreto, las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo solicitan la incorporación de Velilla 1 y Puertollano en el listado del anexo II.

5.12 Revisión de los consumos específicos y de los porcentajes de mezcla de los combustibles de las centrales de carbón autóctono

Las variaciones que se han producido en los consumos específicos entre los anteriores borradores y el RD 134/2010 son significativas, lo que podría denotar cierta falta de homogeneidad en los criterios utilizados para su elección. Con el fin de que el criterio seguido no sea discriminatorio, se propone la realización de una regularización de la retribución, con los valores reales de los consumos específicos.

En este mismo sentido, se propone que los valores de porcentaje de mezcla de distintos tipos de combustibles *FCA* utilizado en la retribución de las centrales de carbón autóctono sean también regularizados al final de cada año.

En cuanto a los precios utilizados para determinar la retribución de los combustibles de la mezcla de generación, se deberían aplicar, por simplicidad, los mismos precios puestos en origen utilizados en la retribución de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

5.13 Criterios transparentes en el establecimiento del Plan de funcionamiento de las centrales de Carbón Nacional

Se considera necesario que el plan de funcionamiento semanal y sus actualizaciones diarias se realizarán con criterios transparentes y no discriminatorios, en línea con lo propuesto en el informe 29/2009 de la CNE. Adicionalmente, dado que el anexo II prevé la posibilidad de que la existencia de indisponibilidades sobrevenidas supongan el incumplimiento de las cantidades fijadas en la Resolución de la SEE a que se refiere el anexo II, los criterios de elaboración del Plan de funcionamiento de estas centrales realizado por el Operador del Sistema debería intentar que el reparto del consumo de carbón autóctono estuviera equilibrado finalmente, procurando que el consumo anual de carbón de cada unidad de producción se realizase en la misma proporción respecto a las cantidades de energía producida fijadas.

5.14 No inclusión en este mecanismo de las centrales que utilizan gases siderúrgicos

El punto Cuatro de la norma propuesta por el que se modifica el apartado cuarto del Anexo I del Real Decreto 134/2010, sólo exime de la reducción de programas a las instalaciones de régimen

ordinario que realicen actividades de cogeneración o a las que aplique la prima de los artículos 45 y 46 y D.A. 6ª del Real Decreto 661/2007.

Sin embargo, esta exclusión no toma en consideración la existencia de instalaciones de alta eficiencia energética y ambiental como aquellas que utilizan gases siderúrgicos como combustible para la producción de energía eléctrica, que se verían abocadas a quemar dichos gases en atmósfera como consecuencia de las limitaciones de producción de electricidad surgidas en el procedimiento de restricciones por garantía de suministro. En este sentido, al igual que se señaló en el Informe 29/2009, se considera necesario que los gases siderúrgicos, al igual que la cogeneración, queden excluidos del proceso de restricciones por garantía de suministro.

5.15 Otras mejoras

1. En el Preámbulo del Real Decreto cuyo Proyecto es objeto de Informe se señala lo siguiente:
“A este respecto cabe señalar que, por el contenido de sus disposiciones, la ley no resulta un instrumento idóneo para su establecimiento y se encuentra justificada su aprobación mediante real decreto.”

Si bien, desde un tiempo muy reciente, se viene observando la acogida en el preámbulo de algunos reales decretos (como el del propio RD 134/2010, objeto de modificación) de expresiones equivalentes a ésta que se ha transcrito, convendría, en cualquier caso, eliminar la misma del presente proyecto de real decreto. No resulta apropiado –y menos aún cuando el Estado ejerce una competencia de carácter básico (teniendo en cuenta que las bases se han de fijar preferentemente mediante normas con rango de ley)- hablar de falta de idoneidad de la ley, como instrumento normativo, pues ésta es el resultado del ejercicio de la potestad normativa que se atribuye a las Cortes Generales, que, conforme al artículo 66 de la Constitución Española, constituyen la representación del pueblo español. En este sentido, cabe recordar que, a diferencia de lo que sucede en los ordenamientos de algunos otros países (en los que, como singularmente en Francia, existen ámbitos materiales cuya regulación se halla expresamente reservada por la Constitución a la potestad reglamentaria del Ejecutivo), en nuestro sistema constitucional no existen límites materiales a la capacidad normativa del legislador en el ámbito de sus competencias.

En su lugar, cabría hablar de la habilitación legal que el Gobierno tiene para poder regular –reglamentariamente- los servicios de ajuste del sistema, así como de la habilitación que tiene para establecer procedimientos que permitan asegurar el funcionamiento de las unidades de producción que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas. En este sentido, lo procedente es indicar que el artículo 16.1, letra b), párrafo segundo, de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, prevé que *“reglamentariamente se determinará qué servicios se consideran de ajuste del sistema, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquéllos que tengan carácter obligatorio de aquéllos potestativos”*, y que el artículo 25 de la citada Ley establece 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 por 100 de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos*

anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado”.

2. El artículo primero del Proyecto de Real Decreto debería aludir (en su rúbrica y en su párrafo primero) únicamente a la modificación del Real Decreto 134/2010, y no a la del Real Decreto 2019/21997, que es una disposición cuya modificación acomete exclusivamente el artículo segundo.
3. El tercer párrafo del Artículo Cuatro del Anexo I punto 3 incluido en la propuesta debería modificarse tal forma que el mecanismo de reequilibrio afecte no sólo a las instalaciones despachadas en mercado diario sino también a través de contratos bilaterales. Adicionalmente se propone modificar la referencia a las instalaciones de producción de ciclo combinado por aquellas que utilicen gas natural, con el fin de que los grupos de gas natural que pueden funcionar en ciclo abierto se vean afectados igualmente. Así, se propone la siguiente redacción: “Posteriormente se aplicará la reducción de los programas a las instalaciones de producción ~~de ciclo combinado~~ que utilicen como combustible gas natural, de forma proporcional a la energía programada para cada una de ellas en el programa base de funcionamiento en cada hora en el mercado en el mercado.”
4. De acuerdo con las alegaciones del Operador del Sistema, con objeto de poder realizar una adecuada revisión del presente Real Decreto por parte del Operador del Sistema una vez publicado, se propone ampliar ligeramente el plazo establecido modificando el apartado 1 de la disposición final tercera de la siguiente forma: “En un plazo máximo de tres días hábiles a partir de la publicación de este real decreto, el operador del sistema deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación afectados por lo establecido en este real decreto.”
5. En el punto cuatro, apartado 1 se propone sustituir la palabra “realizados” por “compensados” ya que se refiere a la solución de desequilibrios: “1. Los incrementos de los programas de generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen de acuerdo con lo establecido en el apartado tercero de este anexo I, que no sean directamente compensados por las modificaciones de programa que sea preciso aplicar para la resolución de las restricciones técnicas identificadas y cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, serán ~~realizados~~ compensados mediante la aplicación del mecanismo específico descrito en los puntos siguientes.”
6. En el apartado primero del anexo I, en coherencia con lo establecido en los párrafos primero y segundo de ese apartado, se propone modificar el párrafo cuarto de la siguiente manera: “En el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para incluir, de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal, en su caso actualizado, y comunicado a los respectivos sujetos del mercado, la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible y que hayan sido determinadas por el Ministro de Industria Turismo y Comercio hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, siempre que este límite máximo implique, en el periodo anual correspondiente, que la producción no supere las cantidades de energía producida que fije la Resolución del Secretario de Estado de Energía a la que se refiere el anexo II.”

7. El párrafo tercero del punto 1 del Anexo II establece que el incumplimiento de la producción programada en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro será sancionado de conformidad con la LSE. La propuesta debe clarificar que el incumplimiento al que hace mención es anual, dado que las incidencias en los desvíos horarios ya son objeto de valoración en los correspondientes procedimientos de operación.
8. La referencia directa al Tratado de Lisboa parece ser una errata, ya que el artículo 108.3 citado pertenece al Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, que sustituye al Tratado constitutivo de la Comunidad Europea, de acuerdo con el artículo 2 del Tratado de Lisboa (Antiguo artículo 88 del TCE).
9. En el caso del carbón debe clarificarse la redacción ya que existen dudas sobre la interpretación concreta para realizar el cálculo previsto sobre los índices de referencia del carbón y la divisa.

6. VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

En el informe 29/2009 de la CNE se realizó una estimación de la repercusión económica que la puesta en marcha del Procedimiento de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro tendría para el sistema eléctrico, teniendo en cuenta el coste de la retribución de las centrales de carbón autóctono y la compensación por la reducción de las centrales. El primero fue calculado a partir de las cantidades y precios fijados en el anexo II de la entonces propuesta de Real Decreto y de los futuros del precio del mercado, estimándose un derecho de cobro máximo en 2010 de 470 Millones de €. El segundo fue estimado en unos 250-300 Millones de €, por lo que en su conjunto, el coste de la propuesta se estimó en 700-800 Millones de €.

Al haberse eliminado la compensación por la reducción de las centrales, únicamente cabría en este informe realizar la valoración del coste de la retribución de las centrales de carbón autóctono, Sin embargo, dado que la propuesta de modificación del Real Decreto objeto de análisis no incluye ni la retribución ni las cantidades de energía correspondientes a las centrales del anexo II, ya que ambas serán fijadas por Resolución del Secretario de Estado de Energía, resulta difícil realizar la mencionada valoración. Así, únicamente con el fin de poder aportar una estimación orientativa de la propuesta, si se tomara como hipótesis la introducción de 22 TWh anuales de carbón autóctono, de acuerdo con una de las propuestas realizada por la Comisión en el informe 29/2009, el mantenimiento de la retribución establecida en la propuesta inicial de 23 de octubre de 2009 y los futuros actuales del precio del mercado,, el coste del mecanismo propuesto alcanzaría unos 500 Millones de €. De acuerdo con estas hipótesis, el coste estimado del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no sería superior al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes

² Se estimó en 1.551 Millones de € la retribución de las centrales de carbón correspondiente a 27 TWh y en 1.000 Millones de € la obligación de pago por resultar desplazados 27 TWh del mercado diario.

correspondientes a su retribución estimado para 2010³. En consecuencia, bajo estas hipótesis y teniendo en cuenta que se desconoce las cantidades y las retribuciones que finalmente serán fijadas para las centrales del anexo II, no se derivaría un incremento del déficit tarifario adicional al previsto en el establecimiento de las tarifas eléctricas para 2010.

7. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Tal y como se indicó en el informe 29/2009 de la CNE, esta Comisión no se pronuncia sobre las decisiones de política energética del Gobierno ni respecto al carácter estratégico del carbón autóctono ni sobre el interés de mantener las centrales de carbón autóctono operativas, por su apoyo a la consecución de los objetivos del Plan de la Minería, al encontrarse todo ello en el marco de una decisión política. Sin embargo, sí se considera necesario y oportuno valorar las siguientes cuestiones sobre el instrumento regulatorio que se propone ahora, modificando el previsto en el Real Decreto 134/2000.

- 1. Necesidad de un Pago por Capacidad.** De acuerdo con las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores del MIBEL en mayo de 2007, se considera urgente la revisión y el desarrollo del sistema de pago de capacidad, resultando ahora más oportuno, tras la nueva propuesta del mecanismo de resolución por garantía de suministro.

En este sentido, tal y como se propuso en el informe 29/2009, sería conveniente explorar otras alternativas diferentes al mecanismo propuesto de resolución de restricciones por garantía de suministro, como sería la definición de un pago de garantía de potencia, complementario al precio del mercado. En el nuevo escenario que se plantea en la propuesta de Real Decreto, la capacidad de recuperación de costes de las centrales de de ciclo combinado y, en su caso, de las centrales de carbón de importación objeto de importantes inversiones, modernización y puesta al día medioambiental, que hasta ahora venían resultando despachadas en el programa base de funcionamiento, se verá reducida sustancialmente, al reducirse sus horas de funcionamiento por aplicación de la fase de reequilibrio del mecanismo de resolución de restricciones de garantía de suministro. Como consecuencia, se podría poner en riesgo su continuidad en el sistema y se podría poner en cuestión las señales para atraer futuras inversiones adicionales en nuevas plantas que aporten la flexibilidad necesaria para poder dar cumplimiento a los objetivos en materia de renovables, con el correspondiente impacto en la seguridad del sistema.

- 2. Impacto del mecanismo de reequilibrio generación-demanda en el precio.** La eliminación introducida en la propuesta de Real Decreto del lucro cesante de las instalaciones que ven su programación reducida en la fase de reequilibrio elimina los incentivos existentes relacionados con agentes que en ausencia de esta retribución no hubieran participado en el mercado diario. Sin embargo introduce otros nuevos que podrían afectar al precio del mercado diario de forma sustancial y motiva la existencia de comportamientos estratégicos de los agentes en función

³ En la memoria justificativa de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010 remitida a la CNE para informe el 7 de diciembre de 2009, se estimó el saldo resultante del pago por capacidad en 537 Millones de € en 2010.

de su mix tecnológico. Asimismo, se recuerda lo indicado en el informe 29/2009 sobre el ámbito del MIBEL, que cualquier regulación nacional que pudiera tener impacto en el precio del mercado eléctrico y que pudiera inducir a comportamientos estratégicos inadecuados por parte de los agentes de uno de los dos países, debería evitarse con el fin de preservar el funcionamiento del mercado integrado.

Dado que se prevé una elevada oferta en los mercados intradiarios para conseguir situarse en su mínimo técnico, el precio de estos mercados podría verse alterado a la baja significativamente. Por ello se propone que el prorrateo que se aplique para la retirada en la fase de reequilibrio, contemple que las unidades sólo fueran reducidas hasta su mínimo técnico.

- 3. Impacto del mecanismo de reequilibrio generación-demanda en el funcionamiento de las tecnologías.** Se estima, al igual que se indicó en el informe 29/2009 que el impacto del mecanismo propuesto podría suponer la parada absoluta de las centrales de carbón de importación, excepto cuando su programación sea necesaria para mantener los niveles de seguridad, y una reducción significativa de los ciclos combinados, con un posible impacto en sus contratos de suministro “take or pay”.
- 4. Concreción de las cantidades correspondientes a la introducción de carbón autóctono.** En la nueva redacción incluida en la propuesta de Real Decreto del anexo I, se elimina cualquier mención al Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012, referenciando únicamente a las cantidades de energía correspondientes a las centrales de carbón autóctono que fije la Resolución del Secretario de Estado de Energía. De esta forma, se dota de una fuerte discrecionalidad a la medida, lo que podría permitir una utilización del carbón autóctono incluso superior a la del Plan, con el consiguiente impacto económico para los agentes y para el sector eléctrico en su conjunto, así como desde el punto de vista medioambiental.
- 5. Asimetría con respecto al tratamiento de la fase de reequilibrio del proceso de resolución de restricciones técnicas.** Tal y como se indicó en el punto 6.10 del informe 29/2009, el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro se enmarca en un ámbito regulatorio estrechamente ligado al de las restricciones técnicas. Sin embargo, el orden de mérito resulta diferente en ambos procesos (uno basado en nivel de emisiones y el otro en ofertas económicas específicas), e igualmente ocurre con su retribución (uno no retribuido y otro retribuido según la oferta económica). Todo ello provoca una asimetría retributiva que resulta difícilmente justificable al tratarse básicamente del mismo servicio, y que además podría fomentar la aparición de estrategias de arbitrajes por parte de los agentes entre ambos procesos. Por coherencia regulatoria, se propone que los mecanismos retributivos de ambos procesos se equiparen, siempre que la solución adoptada, lógicamente, se encuentre dentro del ámbito de lo indicado por la Comisión Europea en el proceso de prenotificación.
- 6. No se debe limitar la participación en los mercados intradiarios de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso.** La limitación impuesta a las unidades cuyo programa resulte reducido en la fase de reequilibrio de no participar en los intradiarios con ofertas a subir en la redacción propuesta del punto Cuarto del anexo I, es innecesaria y susceptible de drenar liquidez de estas sesiones. Tal y como se dijo en el informe 29/2009,

dichas unidades deben mantener la facultad de participar en dichos mercados, máxime cuando con el nuevo mecanismo propuesto, no son compensados al reducir sus programas. Adicionalmente, su participación resulta necesaria si se quiere mantener la contribución de los ciclos combinados, posiblemente situados en su nivel de funcionamiento de mínimo técnico, a la provisión total de banda de regulación secundaria.

- 7. Obligación de los titulares de las centrales del anexo II a presentar sus ofertas al mercado diario a un precio máximo igual a sus costes variables.** Si bien la obligación introducida por la propuesta de Real Decreto supone un requerimiento adicional a la normativa vigente sobre la participación de los agentes en el mercado para una determinada tecnología, no es ningún cambio sustancial sobre el comportamiento teórico que éstos deberían mantener habitualmente, dado que, los costes variables regulados en el anexo II deberían reflejar de la forma más fiel posible, sus costes variables reales.

En cualquier caso, si finalmente, no se aceptara la modificación propuesta, la obligación de ofertar a un precio fijado administrativamente debería extinguirse en aquellos periodos en los que la central no fuera a ser programada por garantía de suministro.

- 8. Los titulares de las centrales del anexo II deberían obtener la retribución regulada independientemente de su casación en el mercado diario.** Se considera que la energía casada en el mercado de las centrales del anexo II debería tener una retribución igual a la que resultaría de haber sido asignada en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro. Por tanto, se propone que el apartado 2 del punto 3 del Anexo I considere no sólo la existencia de una obligación de pago sino también derechos de cobro, igual a la diferencia entre la retribución que les correspondería según el anexo II y el precio del mercado diario.
- 9. No liquidación del exceso de retribución por contratación de carbón.** La liquidación del exceso de retribución establecida en la redacción propuesta del anexo II del Real Decreto 134/2010 para las centrales que hubieran fijado un precio de adquisición del carbón autóctono inferior al establecido en 2009 incrementado en un 2%, supone una falta de incentivo para comprar eficientemente el carbón, por lo que se propone la eliminación de esta medida.
- 10. Orden de mérito basado en emisiones verificadas y no declaradas.** Tras el cambio introducido en la propuesta de Real Decreto de no compensar la energía retirada en la fase de reequilibrio, el orden de mérito basado en los valores de CO₂ de las distintas instalaciones utilizado para seleccionar las energías a retirar, se convierte en un criterio con una importancia fundamental. Como consecuencia, con mayor justificación, tiene cabida lo propuesto por el punto 6.9 del informe 29/2009 la CNE, en cuanto a que se utilicen a estos efectos, los valores de emisiones de CO₂ verificados en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo.
- 11. Plazo de entrega de las Cartas de compromiso.** El plazo de presentación de dichas cartas debería comenzar cuando se dispusiera de la información correspondiente a las energías y precios correspondientes a las centrales del anexo II, y no el día de entrada en vigor del real decreto, y debería ampliarse a 1 mes, de acuerdo con las alegaciones de algunos miembros del Consejo Consultivo, con el fin de permitir la firma de los contratos con los proveedores.
- 12. Establecimiento de los criterios seguidos en la selección de las centrales de carbón autóctono.** En el anexo II no se recogen todas las centrales que aparecen en el Plan Nacional

de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012, por lo que se deberían indicar claramente los criterios seguidos para la selección de unas determinadas centrales y no otras, como ya se indicó en el informe 29/2009.

- 13. Revisión de los consumos específicos y de los porcentajes de mezcla de los combustibles de las centrales de carbón autóctono.** Con el fin de que los parámetros fijados en el anexo II no resulten discriminatorios, se propone la realización de una regularización de la retribución, con los valores reales de los consumos específicos y con los porcentajes reales de mezcla de combustibles.
- 14. Criterios transparentes en el establecimiento del Plan de funcionamiento de las centrales de Carbón Nacional.** Se considera necesario que el plan de funcionamiento semanal y sus actualizaciones diarias se realicen con criterios transparentes y no discriminatorios, tal y como se estableció en el informe 29/2009 de la CNE.
- 15. No inclusión en este mecanismo de las centrales que utilizan gases siderúrgicos.** Al igual que se señaló en el Informe 29/2009, se considera necesario que los gases siderúrgicos, al igual que la cogeneración, queden excluidos del proceso de restricciones por garantía de suministro, justificado todo ello, en el marco la eficiencia energética y de las políticas medioambientales.
- 16. Otras mejoras.** Se propone incorporar las mejoras incluidas en el apartado 5.15. de este informe.
- 17. Valoración económica.** La propuesta de modificación del Real Decreto objeto de análisis resulta difícil de valorar en términos económicos, dado que no se conoce ni la retribución ni las cantidades de energía correspondientes a las centrales del anexo II, ya que ambas serán fijadas por Resolución del Secretario de Estado de Energía.