



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 23/2013 DE LA CNE SOLICITADO
POR LA SECRETARÍA DE ESTADO DE
ENERGÍA SOBRE EL PROYECTO DE REAL
DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LOS
MECANISMOS DE CAPACIDAD E
HIBERNACIÓN Y SE MODIFICAN
DETERMINADOS ASPECTOS DEL
MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

12/9/2013

INDICE

1	RESUMEN Y CONCLUSIONES	3
2	ANTECEDENTES	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO.....	11
4	NORMATIVA RELACIONADA	13
5	CONSIDERACIONES GENERALES.....	13
5.1	Sobre el trámite del Propuesta.....	13
5.2	Sobre el encaje de la Propuesta sobre el mecanismo de capacidad, en el mercado interior de la energía	14
5.3	Sobre el encaje legal del cierre temporal mediante un procedimiento de subasta:	16
5.4	Sobre la asignación de la capacidad de cierre temporal mediante un procedimiento de subasta.....	17
5.5	Sobre el mecanismo de retribución regulada de las restricciones técnicas	18
6	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCENTIVO A LA INVERSIÓN (Capítulo II)	21
6.1	Artículo 5. Procedimiento de asignación del servicio de incentivo a la inversión	21
6.2	Artículo 6.bis. Sobre la entidad supervisora y la entidad responsable de las subastas del incentivo a la inversión.....	22
6.3	Artículo 7. Sobre la potencia firme de las instalaciones de generación.....	23
6.4	Artículo 8 y Anexo IV. Consideraciones sobre el Índice de cobertura	24
6.5	”Disposición transitoria segunda. Sobre el régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos de capacidad	28
7	CONSIDERACIONES SOBRE LA HIBERNACIÓN (Capítulo III)	28
7.1	Artículo 9. Sobre la definición del mecanismo de asignación de la capacidad susceptible de hibernación.....	32
7.2	Artículo 10. Sobre los sujetos participantes en la subasta	34
7.3	Artículo 12. Sobre el mecanismo de adjudicación del producto subastado y determinación del precio	34
7.4	Artículo 15. Sobre los derechos y obligaciones de los participantes	35
7.5	Artículo 17. Sobre el cierre temporal	36
8	CONSIDERACIONES SOBRE EL SERVICIO DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA GESTIONABLE (Capítulo IV y ANexo III).....	37

8.1	Artículo 18. Sobre la definición del servicio de disponibilidad de potencia gestionable.....	37
	Parece conveniente que la norma incluya la definición del concepto potencia firme y flexible.....	37
8.2	Artículo 19. Sobre los requisitos para participar en el servicio del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable	37
8.3	Artículo 20. Sobre el procedimiento de cálculo de anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable	38
8.4	Artículo 21. Sobre el procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.....	39
8.5	Artículo 22. Sobre la comprobación del servicio de disponibilidad	40
8.6	Artículo 23. Sobre la minoración del incentivo a la disponibilidad	40
8.7	Artículo 24. Sobre la financiación y liquidación de los mecanismos de capacidad	41
8.8	Anexo III. Sobre la metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica	43
9	CONSIDERACIONES SOBRE EL MECANISMO DE RETRIBUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (Capítulo VI y anexo V)	45
9.1	Artículo 25. Sobre la retribución regulada de las restricciones técnicas.....	45
9.2	Anexo V. Sobre el procedimiento de resolución de restricciones técnicas.....	46
9.3	Anexo V. Sobre la resolución de restricciones tras el primer mercado intradiario	49
9.4	Anexo V. Sobre la integración de las ofertas de restricciones en el primer intradiario	50
10	OTRAS CONSIDERACIONES	51
10.1	Disposición adicional primera. Sobre el cierre de energía en el mercado.....	51
10.2	Disposición adicional tercera. Sobre la creación de un grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción	52
10.3	Disposición adicional cuarta. Sobre el desarrollo de reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario.....	53
10.4	Anexo II. Sobre el cálculo de las potencias bruta y neta de las instalaciones de generación	54
11	MEJORAS DE REDACCIÓN	55

INFORME 23/2013 DE LA CNE SOLICITADO POR LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD E HIBERNACIÓN Y SE MODIFICAN DETERMINADOS ASPECTOS DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De conformidad con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 12 de septiembre de 2013 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La Secretaría de Estado de Energía ha solicitado mediante trámite de urgencia en oficio de 18 de julio de 2013 dirigido a la Comisión Nacional de Energía (CNE) informe perceptivo sobre *la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica* (Propuesta).

Se considera que el trámite de urgencia con el que se plantea la consulta, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley y varios reales decretos y órdenes, algunos de ellos con impacto en la Propuesta de Real Decreto que se informa, no garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados.

Sobre los mecanismos de capacidad e hibernación de la Propuesta de Real Decreto

Con respecto a los mecanismos de capacidad e hibernación, se recoge en su mayor parte la propuesta realizada por la CNE de *mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro*, en su Informe de 5 de diciembre de 2012.

En línea con las propuestas de ACER¹ y de la Comisión Europea² los mecanismos de capacidad que se establezcan deberían diseñarse desde un enfoque regional y no nacional, con el fin de conseguir un diseño armonizado, y en el caso de que los Estados Miembros optasen por considerarlos en sus políticas nacionales, éstos mecanismos deberían estar justificados y además cumplir con una serie de criterios que aseguren el impacto en el desarrollo del mercado interior de la energía europeo.

Por una parte, cabe señalar que la Propuesta encaja con los principios generales recogidos en la propuesta de junio de 2007 del Consejo de Reguladores del MIBEL de diseño de un mecanismo armonizado de garantía de suministro.

Por otra, el mecanismo propuesto se justifica en la existencia de una oferta de precio máximo en el mercado de producción que no permitiría reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa, y una alta participación de las energías renovables no gestionables. También el mecanismo encaja con los criterios generales presentados por la Comisión Europea y ACER, en cuanto a que su diseño es transparente, cumple con el principio de proporcionalidad, no distorsiona la participación de los generadores en el mercado, asegura la existencia de recursos flexibles que se adaptan a la generación renovable no gestionable y asimismo, garantiza la capacidad suficiente para satisfacer la demanda ante posibles condiciones adversas.

Otra cuestión relevante que considera tanto la Comisión Europea como ACER es la necesidad de que estos mecanismos no se centren en soluciones basadas únicamente en la generación, tal y como ha ocurrido tradicionalmente, sino que tengan en cuenta la respuesta de la demanda como una opción capaz de aportar recursos eficientes³. Cabe indicar que el mecanismo previsto en la *Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*, remitido a la CNE para informe preceptivo el 17 de julio de 2013, constituye un primer paso para aproximar a la demanda a los mecanismos y servicios de capacidad, disponibilidad y de ajuste que actualmente proporciona la generación. En este sentido, la norma que ahora se informa deberá ser ampliada en el futuro a la demanda para contemplar a todos los consumidores que cumplan los requisitos que se establezcan, incluidos los agregadores de pequeños consumidores que cuenten con equipos electrónicos de medida con telegestión.

1

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2013.pdf

² Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity: Potential detailed criteria to apply to capacity mechanisms. Comisión Europea 2012

³ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Draft 1 septiembre 2012. Making the internal energy market work.

Por otra parte, también de acuerdo con la opinión de la Comisión Europea, el mecanismo no debería diferenciar a favor de ninguna tecnología, por lo que se propone la ampliación de la aplicación del mecanismo de disponibilidad a todas las tecnologías que reúnan las condiciones para proporcionar el servicio, y no solo a las que utilizan carbón y gas natural. Asimismo, se propone ampliar el mecanismo a los generadores situados en otros países de la UE, siempre que exista un mecanismo recíproco de garantía de suministro entre ambos países, y un procedimiento que permita a los operadores del sistema correspondientes garantizar el cumplimiento por parte de cualquier generador de los requisitos que se establezcan para poder proveer el mecanismo de capacidad.

Con respecto a la financiación de los mecanismos de capacidad – incentivo a la inversión y disponibilidad- la Propuesta señala que corresponderá tanto a la demanda como a la generación. Se señala que el servicio de disponibilidad de potencia gestionable se debe a la necesidad de disponer de tecnologías de generación flexibles capaces de responder ante variaciones tanto de la demanda como de la generación, por lo que considera adecuado que la financiación de este servicio de disponibilidad se repercuta entre ambos colectivos. En cuanto al incentivo a la inversión, de acuerdo con la definición más generalizada sobre la fiabilidad del suministro⁴, este componente vendría a incentivar la existencia de suficiente capacidad de producción instalada y/o esperada para responder a los requerimientos de *la demanda* en el largo plazo. Es decir, este incentivo se justifica por la necesidad de garantizar la cobertura de la demanda en el largo plazo con nuevas inversiones en capacidad cuando ello sea necesario, y por tanto, debería ser la demanda que financiara este mecanismo.

Sobre la asignación de la capacidad de cierre temporal mediante un procedimiento de subasta:

Como se recoge en el referido Informe de la CNE de 5 de diciembre de 2012, el cierre temporal o hibernación es una cuestión asociada a la cobertura, que también se ha planteado a nivel europeo en un contexto de contracción de la demanda.

La hibernación consiste en un cierre temporal de la planta que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior. Estas decisiones suelen plantearse cuando las centrales consideran que las condiciones de mercado actuales no permiten ni siquiera la recuperación de los costes fijos de explotación o costes evitables de estar disponibles. Estos costes son aquellos en los que la central debe incurrir anualmente para mantenerse operativa, o lo que es lo mismo, aquellos costes en que la central no incurriría si decidiera cerrar.

⁴ La fiabilidad del suministro de electricidad se puede descomponer en tres dimensiones consecutivas e interrelacionadas, pero suficientemente diferenciables: Seguridad, Firmeza y Suficiencia (http://www.cne.es/cne/doc/mibel/prop_CR_mecanismo_garantia_suministro.pdf)

Esta Comisión considera adecuado la introducción en nuestra normativa de la posibilidad de hibernación, ya que esta opción permite un ajuste de la capacidad de generación disponible lo que supone una reducción de los costes del sistema y en particular del propio precio con el que se retribuye la potencia disponible.

Sin embargo, no se considera adecuado que el consumidor tenga que asumir un coste adicional por este servicio, ya que la decisión de hibernar debe basarse en el ahorro de costes que permite la hibernación a los generadores acogidos al mecanismo cuando sus expectativas económicas así lo aconsejen.

Por ello, en línea con la propuesta realizada por la CNE en el informe citado, no se considera adecuado que el mecanismo que se utilice para la asignación de la capacidad susceptible de hibernación sea una subasta, siendo preferible que la asignación responda a una tramitación administrativa iniciada a solicitud del titular de la instalación. Esta tramitación debería incluir un análisis por parte del operador del sistema y posterior revisión por parte de la CNMC en el que se comprobase que dicho cierre temporal no tendría impacto durante el periodo analizado a la seguridad del sistema, ni sobre el nivel de competencia en el mercado.

En el caso de que las solicitudes de cierre temporal superasen la potencia con posibilidad de ser hibernada en un momento dado, se podría optar por aplicar un criterio de selección teniendo en cuenta el orden de presentación de la solicitud, la situación previa de hibernación de la central, así como el posible impacto del cierre temporal sobre el nivel de competencia en el mercado.

Sobre el mecanismo de retribución del procedimiento de restricciones técnicas:

El mecanismo de restricciones técnicas incluido en la Propuesta reproduce con carácter general el mecanismo recogido en la *“Propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas”* de 15 de abril de 2010, realizada por la CNE⁵.

Es decir, plantea el mantenimiento del mecanismo actual de resolución de restricciones técnicas con carácter general, y para el caso de que éste no pueda plantearse en un entorno competitivo, se prevé un mecanismo de retribución regulada en función de los costes variables de cada tecnología. De acuerdo con la exposición de motivos de la Propuesta y del citado informe de la CNE, de esta forma se conseguiría evitar que las instalaciones situadas en localizaciones con escaso nivel de competencia puedan obtener retribuciones elevadas.

En el apartado 9 de este informe, se proponen una serie de modificaciones y mejoras técnicas sobre la redacción de la Propuesta.

⁵ http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne27_10.pdf

No obstante, en el contexto actual de las restricciones técnicas, las condiciones han variado en los últimos tiempos de forma relevante, al incorporarse nueva capacidad en las zonas con este tipo de problemas. De esta forma, la competencia en algunas de estas zonas se ha incrementado significativamente, tal y como se justifica en el apartado 5.3 de este informe.

[CONFIDENCIAL]

La retribución regulada presenta problemas de asimetría de información que podrían paliarse adoptando una contabilidad regulatoria de costes donde se informe periódicamente al regulador con el suficiente grado de desglose de los costes reales que a su vez, son auditados.

La CNE en su Informe 2/2012, de 7 de marzo, sobre el “*sistema energético español*”, propuso desarrollar la planificación para evitar en lo posible las restricciones zonales y planteó la necesidad de valorar algunas mejoras en el mecanismo de retribución de la solución de las restricciones zonales, contemplando la posibilidad de referenciar la retribución a algún mercado competitivo.

No obstante, para poder implantar esta u otras opciones sería conveniente abordar un análisis más profundo del mecanismo, que podría ser tratado en el marco del grupo de trabajo previsto a estos efectos por la propia Propuesta. En dicho análisis se debería tener en cuenta adicionalmente el impacto de la modificación propuesta por la CNE del Real Decreto 949/2001 para facilitar el desarrollo de un mercado mayorista de gas.

Otras mejoras y propuestas:

- Se propone la inclusión de dos nuevos artículos para definir quién es la entidad supervisora (CNMC) y la entidad responsable de la gestión de las subastas del incentivo a la inversión.
- Se propone una nueva disposición adicional referente a los coeficientes de firmeza de las tecnologías de generación, que permite actualizarlos periódicamente, y además diferencia las centrales hidráulicas de embalse y de bombeo respecto a las de régimen fluyente.
- Se realizan puntualizaciones en el Artículo 8 y el Anexo IV respecto a la determinación del Índice de cobertura.
- Se considera que conforme a la regulación actual, el incentivo a la inversión para las instalaciones existentes se debe aplicar sobre la potencia neta inscrita en el Registro administrativo.
- Se propone una nueva disposición sobre la liquidación de las restricciones en tiempo real, con el fin de mejorar el mecanismo y reducir su coste para el consumidor.

- Se valora positivamente que la Propuesta incluya la modificación del mecanismo de cierre de energía en el mercado mediante la utilización de coeficientes de ajuste de pérdidas publicados ex-ante por el operador del sistema en línea con la CNE en su Informe 2/2012 de 7 de marzo, sobre el "*sistema energético español*". Sin embargo, se considera que a efectos de la liquidación de la energía de los consumidores y comercializadores, deben utilizarse estos mismos coeficientes publicados ex-ante, evitando así que estos agentes incurran en un riesgo ajeno a su actividad. Se considera urgente su adopción, dado el impacto que tiene esta medida (en torno a 100 M€/año para el consumidor).
- Se valora también positivamente la creación de un grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción, y la integración en él del grupo lanzado por la CNE con fecha 16 de mayo de 2013 para analizar la mejora de los servicios de ajuste. En este sentido, la CNE podrá aportar una primera propuesta de documento previo con las cuestiones a revisar, utilizando las sugerencias recibidas de los agentes.
- Finalmente, se considera que los mandatos establecidos en la DA 4ª al operador del mercado y al operador del sistema para que en el plazo de dos meses realicen una propuesta de reglas de funcionamiento del mercado y de los procedimientos de operación, para abordar la modificación de algunos aspectos regulatorios del mercado, conlleva cierta complejidad y transcendencia. Por ello, se considera que dicha propuesta debería limitarse únicamente a aquellas cuestiones prioritarias, dado que el plazo de dos meses pudiera ser insuficiente para llevarlas a cabo. Entre los aspectos incluidos en la Propuesta, hay dos cuestiones controvertidas que la CNE considera que no procede incluir en la Propuesta. Se trata de aspectos relacionados con la incorporación por parte del OS en la primera sesión de intradiarios de la energía necesaria para el recuadre tras la resolución de restricciones técnicas, y la introducción en las diferentes sesiones de intradiario de la previsión de desvíos de determinados sujetos.

2 ANTECEDENTES

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, introdujo el mecanismo actual de pagos por capacidad, en lo concerniente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. Por su parte, la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, reguló el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y modificó el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

La Disposición Adicional Segunda de la citada Orden ITC/3127/2011, de 27 de septiembre, estableció que el entonces Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobaría un nuevo mecanismo competitivo de pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica, a propuesta de la CNE, tal que

permitiera garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo y dotara al sistema eléctrico de un margen de cobertura adecuado a través de la disponibilidad.

En cumplimiento de la citada disposición, la CNE remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en diciembre de 2012, una propuesta de mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro, aprobada por el Consejo de 5 de diciembre.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, revisó a la baja, con carácter excepcional para el año 2012, las retribuciones del inventivo a la inversión en capacidad a largo plazo.

Por último, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, modificó nuevamente a la baja el incentivo a la inversión, acompañando esta medida de un alargamiento del plazo previsto para su percepción.

Por otra parte, en su sesión de 29 de enero de 2009, el Consejo de la CNE decidió la apertura de un expediente interno relativo a la determinación de un precio regulado como retribución en el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, que tendrá en cuenta los precios del mercado, con el fin de evitar las elevadas retribuciones que alcanzan las instalaciones en este segmento del mercado, aprovechando, en la mayor parte de las ocasiones, una situación de monopolio o muy cercana al monopolio. Dicha propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas fue finalmente aprobada por el Consejo de la CNE en su sesión de 15 de abril de 2010.

Con fecha 7 de marzo de 2012, el Consejo de la CNE aprobó su Informe 2/2012, sobre el “sistema energético español”, en cuya parte III propuso, entre otras medidas, las siguientes: 1) la modificación del mecanismo de retribución de la solución de las restricciones técnicas zonales (adoptando bien una retribución regulada o bien, referenciándolo al precio marginal del mecanismo de reserva de potencia adicional y al precio del mercado diario); 2) la regulación del descuadre en el cierre de la energía en el mercado; y 3) la imputación del coste de los desvíos, independientemente de su signo.

Con fecha 18 de julio de 2013 ha tenido entrada en el registro de la CNE oficio de la Secretaría de Estado de Energía, por el que se remite para su informe preceptivo la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.

La citada Propuesta de Real Decreto fue remitido a los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, mediante correo electrónico de fecha 18 de julio de 2013, solicitando la

12 de septiembre de 2013

remisión de los comentarios que entendiesen oportunos en el plazo de diez días desde la recepción de la comunicación, por tratarse de una tramitación por vía de urgencia.

Los comentarios recibidos se acompañan como Anexo I al presente Informe y proceden de los siguientes sujetos:

- ACCIONA
- ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración)
- AEE (Asociación Empresarial Eólica)
- AEGE (Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía)
- APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables)
- APRIE (Asociación de Productores Independientes de Energía Eléctrica en Régimen Ordinario)
- ARMIE (Asociación de Representantes del Mercado Ibérico de Electricidad)
- ASPapel
- BEE (Bahía de Bizkaia Electricidad)
- Bizkaia Energía
- Consejo de Consumidores y Usuarios
- Endesa
- Fortia Energía
- Gas Natural - Fenosa
- GDF Suez
- Generalitat de Catalunya
- Gobierno Vasco
- Iberdrola
- La Junta de Castilla y León
- Red Eléctrica de España
- Principado de Asturias
- Protermosolar (Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica)
- Repsol
- Shell España
- UNEF Unión Española Fotovoltaica)
- UNESA (incluye E.On y EDP)

- Xunta de Galicia
- Instituto Nacional del Consumo

Por último, con fecha 31 de julio de 2013, el Consejo de la CNE aprobó el Informe 16/2013, sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, en el que se informó, entre otros, de la hibernación de instalaciones de generación y de los mecanismos de capacidad.

3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO

De acuerdo con lo señalado en la Memoria de la Propuesta, los objetivos de su elaboración serían:

- Establecer la metodología para la retribución de los mecanismos de capacidad, tanto a largo como a corto plazo.
- Desarrollar los mecanismos y procedimientos que permitan la hibernación temporal de las centrales de generación, estableciendo asimismo los mecanismo de control para que la seguridad de suministro no se vea afectada.
- Establecer la creación de un grupo de trabajo a nivel sectorial que realizará un análisis de los diferentes aspectos del mercado de producción, así como de su funcionamiento cuyo resultado sea una propuesta concreta que contenga soluciones a los problemas que pueda detectar y medidas y mejoras regulatorias necesarias para implantarlas.
- Obtener, en el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor de la presente norma, una propuesta de revisión del sistema de las reglas de mercado y de los procedimientos de operación del sistema realizadas, respectivamente, por el operador del mercado y el operador del sistema, que incluirá en su caso, las mejoras regulatorias necesarias para implementar dichas propuestas.
- Introducir herramientas para impedir la utilización del mecanismo de restricciones para incrementar de manera artificial y anticompetitiva la retribución obtenida por las centrales de generación cuando su participación se deriva de una situación de monopolio, mediante el establecimiento de una retribución regulada en el proceso de restricciones en aquellos casos en que no se realice de manera competitiva (zonas determinadas, situaciones recurrentes), dejando el mecanismo competitivo para las restantes situaciones.
- Establecer una metodología que permita tanto adaptar los coeficientes de pérdidas y perfiles del cierre de energía a la situación real como conseguir que la energía de cierre sea programada en el mercado diario, evitando la aplicación de servicio de ajuste, reduciendo de esta manera los costes para el consumidor.

- Recoger en una única norma el procedimiento por el cual se determina la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

La Propuesta se estructura en una exposición de motivos, veinticinco artículos distribuidos en seis capítulos, cuatro disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, cuatro disposiciones finales y cinco anexos.

Respecto al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, desarrollado en el Capítulo II de la propuesta, se establece una metodología de asignación y retribución basada en subastas de capacidad, en las que se marcará como objetivo la consecución de una potencia firme en un determinado plazo. Las subastas se convocarán cuando el operador del sistema prevea un índice de cobertura inferior al mínimo deseado, podrán participar en ellas los proyectos de instalaciones de producción que cumplan los requisitos, y resultará una retribución anual unitaria expresada en €/MW y año.

El cierre temporal de instalaciones de producción o hibernación, se regula en el Capítulo III de la propuesta. Se basará igualmente en la realización de subastas para asignar la capacidad susceptible de hibernación para un determinado periodo anual, la cual se determinará, en su caso, en función de los índices de cobertura esperados.

En servicio de disponibilidad de potencia gestionable, establecido en el Capítulo IV de la propuesta, está dirigido a las instalaciones térmicas de generación de ciclo combinado o carbón que participen en el mercado de producción con potencia instalada superior o igual a 50MW. Estas instalaciones percibirán una retribución anual calculada como el producto de la potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema, por la estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, esto es, el ciclo combinado. Dicha retribución anual será distribuida entre la potencia disponible de las instalaciones gestionables térmicas en cada periodo horario.

Los costes correspondientes a la retribución del servicio del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad, así como el pago resultante de las subasta de hibernación, serán financiados, según el Capítulo V de la Propuesta, tanto por los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica. Los primeros de acuerdo a la metodología actual aplicando unos precios unitarios (€/MWh) a sus consumos de energía elevados a barras de central, diferenciados según los periodos tarifarios de los peajes de acceso; los segundos realizarán un pago diferenciado por tecnología en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema, según una metodología a proponer por el operador del sistema.

Respecto al mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas, se propone en el Capítulo VI que, en los casos en que se constate que el procedimiento no se desarrolla en un entorno competitivo, la retribución se lleve a cabo a un precio regulado, que será calculado como reflejo de los costes variables de producción.

En relación con el cierre de energía en mercado, la Disposición Adicional Primera, prevé que los coeficientes de pérdidas estándar con los que se eleva a barras de central la demanda de los comercializadores y consumidores directos sea modificada mediante un coeficiente de ajuste horario tal que se anule en cada hora la diferencia entre la producción y demanda, anulando así el segmento de cierre.

Por último, la Disposición Adicional Segunda establece la liquidación de los desvíos de las unidades de programación de las instalaciones de producción de energía eléctrica respecto a la medida de su producción real de energía, sobre la base del coste total del desvío y en el valor absoluto del mismo.

4 NORMATIVA RELACIONADA

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.
- Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

5 CONSIDERACIONES GENERALES

5.1 Sobre el trámite del Propuesta

Se considera que el trámite de urgencia con el que se plantea la consulta, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley y varios reales decretos y órdenes, algunos de ellos con impacto en la Propuesta de Real Decreto que se informa, no garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados.

5.2 Sobre el encaje de la Propuesta sobre el mecanismo de capacidad, en el mercado interior de la energía

En línea con las propuestas de ACER⁶ y de la Comisión Europea⁷ en este sentido, los mecanismos de capacidad que se establezcan deberían diseñarse desde un enfoque regional y no nacional, con el fin de conseguir un diseño armonizado, y en el caso de que los Estados Miembros optasen por considerarlos en sus políticas nacionales, éstos mecanismos deberían estar justificados y además cumplir con una serie de criterios que aseguren el impacto en el desarrollo del mercado interior de la energía europeo.

La justificación de implementar este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado de producción, se basa en la existencia de una serie de factores característicos del sector eléctrico en España, como son la existencia de una oferta de precio máximo en el mercado de producción que no permitiría reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa, y una alta participación de las energías renovables no gestionables. En este contexto, España ha contado desde la liberalización con la implementación de un mecanismo de capacidad, cuyo objetivo siempre ha sido asegurar la garantía de suministro en el medio y en el largo plazo.

Por otra parte, la propuesta encaja con los criterios generales presentados por la Comisión Europea y ACER, en cuanto a que el diseño previsto del mecanismo de seguridad de suministro es transparente, cumple con el principio de proporcionalidad, y no distorsiona la participación de los generadores en el mercado. Adicionalmente, también en línea con las consideraciones de la Comisión Europea, persigue por una parte, asegurar la existencia de recursos flexibles que se adapten a la generación renovable no gestionable, y por otra, garantizar la capacidad disponible suficiente para satisfacer la demanda ante posibles condiciones adversas.

Sobre la participación de la demanda en estos mecanismos

Otra cuestión relevante que considera tanto ACER como la Comisión Europea es la necesidad de que estos mecanismos no se centren en soluciones basadas únicamente en la generación, tal y como ha ocurrido tradicionalmente, sino que tengan en cuenta la

6

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CRMs%20and%20the%20IEM%20Report%20130730.pdf

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2013.pdf

⁷ Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity: Potential detailed criteria to apply to capacity mechanisms. Comisión Europea 2012

respuesta de la demanda como una opción capaz de aportar recursos eficientes⁸. A este respecto, cabe indicar que la definición dada al servicio de disponibilidad de potencia gestionable en la Propuesta, hace compatible la participación de la demanda en el mismo, ya que la demanda podría ajustar en el medio plazo su consumo en función de los periodos que se establezcan como por ejemplo, en aquellos en los que el sistema pueda presentar una reserva de potencia más reducida (menor hueco térmico).

Por ello, se considera que la demanda debería incorporarse paulatinamente al mecanismo de disponibilidad que se propone en este documento, aprovechando el desarrollo de las “*smart grid*” y la implementación de agregadores de carga que coordinen y pongan en valor a los servicios aportados por la demanda.

Cabe indicar que el mecanismo previsto en la *Propuesta de Orden por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*, remitido a la CNE para informe preceptivo el 17 de julio de 2013, constituye un primer paso para aproximar a la demanda a los mecanismos y servicios de capacidad, disponibilidad y de ajuste que actualmente proporciona la generación.

En este sentido, la norma que ahora se informa debería ser ampliada en el futuro a la demanda para contemplar a todos los consumidores que cumplan los requisitos que se establezcan, incluidos los agregadores de pequeños consumidores que cuenten con equipos electrónicos de medida con telegestión.

Participación de los generadores de otros Estados Miembros

De acuerdo con la opinión de ACER y de la Comisión Europea, estos mecanismos deben estar diseñados de tal forma que cualquier generador de un Estado Miembro pueda participar en los mercados de capacidad de cualquier otro Estado. De esta forma, se consigue evitar distorsiones en el funcionamiento del mercado interior de la energía europeo, y en la instalación de generadores en las localizaciones poco eficientes. Según lo anterior, el mecanismo propuesto debería ser de aplicación a cualquier central de generación que cumpliera los requisitos que se exijan para tener derecho al servicio de garantía de suministro, sin importar la localización. No obstante, la potencia situada fuera del territorio nacional, sólo podría optar por este derecho hasta el máximo de la capacidad de la interconexión existente entre el territorio nacional y el país donde esté situada la central. Este derecho debería estar sujeto además a la existencia de un mecanismo recíproco entre ambos países de garantía de suministro, y un procedimiento que permita a los operadores del sistema correspondientes garantizar el cumplimiento por parte de cualquier generador de los requisitos que se establezcan para poder proveer el mecanismo de capacidad.

⁸ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Draft 1 septiembre 2012. Making the internal energy market work.

Participación de las tecnologías de generación

También de acuerdo con la opinión de la Comisión Europea, el mecanismo no debería diferenciar a favor de ninguna tecnología⁹. En este sentido, se considera que el servicio de disponibilidad de potencia gestionable recogido en la Propuesta, orientado únicamente a centrales de carbón y de ciclo combinado, debería resultar de aplicación no solo a estas centrales, sino a todas aquellas tecnologías que puedan cumplir con los requisitos establecidos para proveer este servicio.

Revisión del mecanismo propuesto

No obstante, dado que los mecanismos de pagos por capacidad y su impacto en la creación de un mercado único, es una cuestión prioritaria a nivel europeo, que se está abordando a través de varias iniciativas puestas en marcha recientemente tanto por ACER como por la Comisión Europea, se considera que la implementación de la Propuesta, en línea con lo indicado en el referido informe de 5 de diciembre de 2012 la CNE, debería tener en cuenta cualquier avance que se realice en este sentido.

Encaje del mecanismo propuesto en el MIBEL

El mecanismo de capacidad recogido en la Propuesta recoge en términos generales el modelo considerado por la CNE en su Informe de 5 de diciembre de 2012 sobre mecanismo de garantía de suministro.

Por ello, en línea con lo indicado en el referido informe, cabe señalar que la Propuesta encaja con los principios generales recogidos en la propuesta de junio de 2007 del Consejo de Reguladores del MIBEL de diseño de un mecanismo armonizado de garantía de suministro, en cuanto a la necesidad de plantear dos componentes de pago por capacidad que aporten “suficiencia” y “firmeza” al sistema en el largo y medio plazo, respectivamente: esto es, un incentivo a la inversión y un incentivo a la disponibilidad, también respectivamente.

5.3 Sobre el encaje legal del cierre temporal mediante un procedimiento de subasta:

El Proyecto de Real Decreto contiene la regulación de un mecanismo de hibernación de instalaciones de producción. Como ya se señaló en el Informe de la CNE de 5 de diciembre de 2012 de “Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de

⁹ (7) *Not be confined to any particular generation technology, i.e. being tech. neutral (insofar as the mechanism is directed towards security of supply concerns – this may not apply if other objectives are also being pursued).*

suministro”¹⁰, esta previsión no cuenta con amparo en la vigente Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, siendo conveniente que la misma se recogiera a nivel legal, dado que el mecanismo en cuestión puede considerarse una excepción a la obligación de los sujetos productores, establecida por la Ley del Sector Eléctrico, de *“realizar todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica”* (art. 26.2.a) de la vigente Ley 54/1997).

En este sentido, el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico sí contempla el “cierre temporal” de las instalaciones de producción de energía eléctrica, sometiéndolo a autorización administrativa. Conforme a ello, cabe indicar que la Propuesta de Real Decreto objeto de informe habría de aprobarse una vez que previamente hubiera quedado aprobada la correspondiente previsión legal (que está recogida en el Anteproyecto mencionado).

5.4 Sobre la asignación de la capacidad de cierre temporal mediante un procedimiento de subasta

Tal y como se recoge en el Informe de la CNE de 5 de diciembre de 2012 sobre el mecanismo de garantía de suministro, el cierre temporal o hibernación es una cuestión asociada a la cobertura, que también se ha planteado a nivel europeo en un contexto de contracción de la demanda.

La hibernación consiste en un cierre temporal de la planta que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior. Estas decisiones suelen plantearse cuando las centrales consideran que las condiciones de mercado actuales no permiten ni siquiera la recuperación de los costes fijos de explotación o costes evitables de estar disponibles. Estos costes son aquellos en los que la central debe incurrir anualmente para mantenerse operativa, o lo que es lo mismo, aquellos costes en que la central no incurriría si decidiera cerrar.

Esta Comisión considera adecuado la introducción en nuestra normativa de la posibilidad de hibernación, ya que esta opción permite un ajuste de la capacidad de generación disponible lo que supone una reducción de los costes del sistema y en particular del propio precio con el que se retribuye la potencia disponible.

Sin embargo, no se considera adecuado que el consumidor tenga que asumir un coste adicional por este servicio, ya que la decisión de hibernar debe basarse en el ahorro de

¹⁰ “No obstante, la Ley 54/97 obliga a los productores a mantener sus instalaciones disponibles y a ofertar en el mercado de producción la energía que no esté comprometida en un contrato bilateral, por lo que el concepto de la hibernación podría resultar incompatible con la regulación actual. Por tanto, la introducción de esta opción precisaría de una modificación de la Ley.”

costes que permite la hibernación a los generadores acogidos al mecanismo cuando sus expectativas económicas así lo aconsejen.

En varios países el proceso de hibernación se ha articulado mediante un procedimiento administrativo y en algunos se ha instrumentado un procedimiento de subasta para incentivar la puesta en marcha instalaciones hibernadas, pero la ordenación del proceso de hibernación mediante un mecanismo de subastas que se contempla en la Propuesta es novedosa.

Por ello, en línea con la propuesta realizada por la CNE en el informe citado, no se considera adecuado que el mecanismo que se utilice para la asignación de la capacidad susceptible de hibernación sea una subasta, siendo preferible que la asignación responda a una tramitación administrativa iniciada a solicitud del titular de la instalación. Esta tramitación debería incluir un análisis por parte del operador del sistema en el que se comprobase que dicho cierre temporal no tendría impacto durante el periodo analizado a la seguridad del sistema.

Una ventaja importante del procedimiento administrativo frente al de subasta es que permite ajustar el exceso de capacidad gradualmente. La decisión de hibernación de una empresa depende, entre otros factores, del exceso de capacidad que exista en un momento dado y de sus previsiones sobre la evolución de la demanda, de modo que una empresa puede desistir de hibernar si otras empresas han hibernado o iniciado el procedimiento administrativo para hibernar.

Si bien pudiera ocurrir, no obstante, que las solicitudes de cierre temporal superasen la potencia con posibilidad de ser hibernada en un momento dado, se podría optar por aplicar un criterio de selección de orden de presentación de la solicitud, y adicionalmente, el que una central venga de la hibernación o que su cierre, tenga un impacto sobre la competencia en el mercado.

Por todo ello, se propone la supresión de los párrafos y artículos del Capítulo III relativos al procedimiento de subasta para la asignación de la capacidad de hibernación.

5.5 Sobre el mecanismo de retribución regulada de las restricciones técnicas

El mecanismo de restricciones técnicas incluido en la Propuesta reproduce con carácter general el mecanismo recogido en la “Propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas” de 15 de abril de 2010, realizada por la CNE¹¹. Es decir, plantea el mantenimiento del mecanismo actual de resolución de restricciones técnicas con carácter general, y para el caso de que éste no pueda

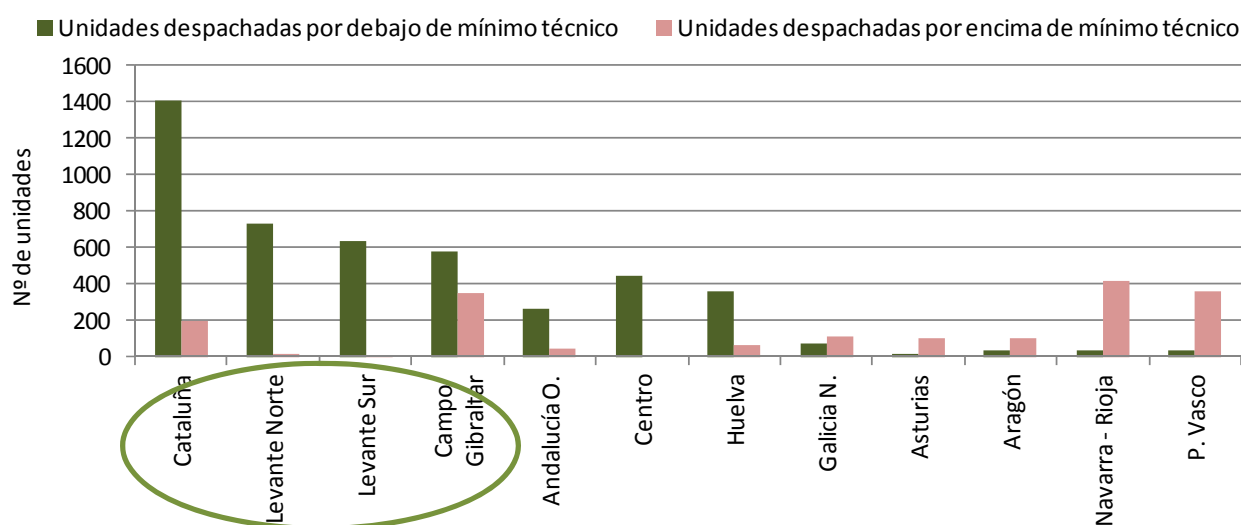
¹¹ http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne27_10.pdf

plantearse en un entorno competitivo, se prevé un mecanismo de retribución regulada en función de los costes variables de cada tecnología. De acuerdo con la exposición de motivos de la Propuesta y del citado informe de la CNE, de esta forma se conseguiría evitar que las instalaciones situadas en localizaciones con escaso nivel de competencia puedan obtener retribuciones elevadas.

En el apartado 9 de este informe, se proponen una serie de modificaciones y mejoras técnicas sobre la redacción de la Propuesta.

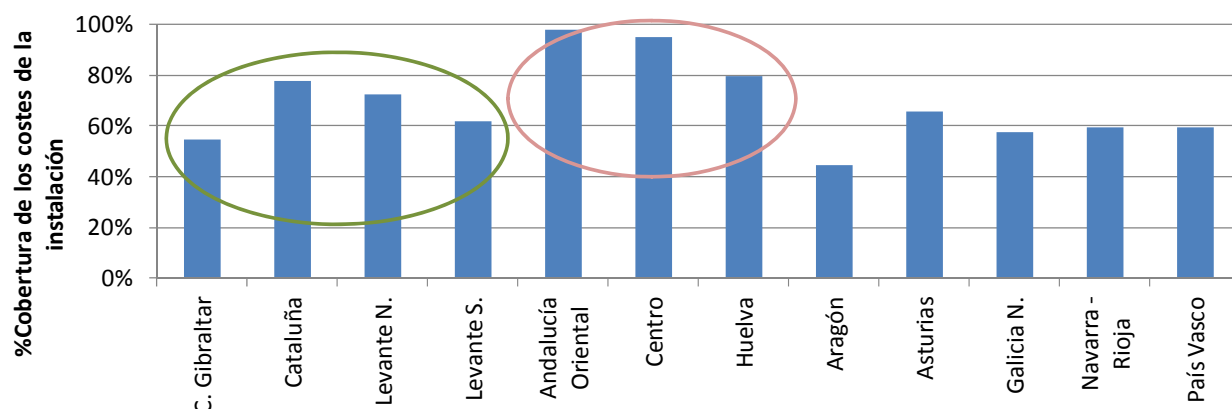
No obstante, en el contexto actual de las restricciones técnicas ha variado en los últimos tiempos de forma relevante, al incorporarse nueva capacidad en las zonas con este tipo de problemas. De esta forma, la competencia en algunas de estas zonas se ha incrementado significativamente. Los gráficos siguientes, muestran las zonas eléctricas donde se aprecian indicios de la existencia de una mayor competencia. En concreto el gráfico 1 se muestra una comparación por zonas, de la potencia ofertada por las centrales que ofertan por debajo de mínimo técnico o por encima, tratando con la primera opción obtener una posición más ventajosa que el resto de centrales de la misma zona en el proceso de restricciones técnicas. Como puede apreciarse, en las zonas señaladas en verde en el gráfico se aprecian zonas con un nivel de participación elevada de centrales ofertando de esta forma, revelando la existencia de una mayor competencia.

Gráfico 1. Número de centrales despachadas en el proceso de restricciones técnicas en 2012, por zonas, distinguiendo si han ofertado al mercado diario por debajo o por encima del mínimo técnico



En el gráfico 2 se aprecia que las centrales de estas mismas zonas (zona verde), aún teniendo una mayor participación por restricciones y aparentemente una menor competencia, la cobertura de costes es inferior a la de otras, lo que parece reflejar la existencia de unas ofertas más ajustadas a sus costes.

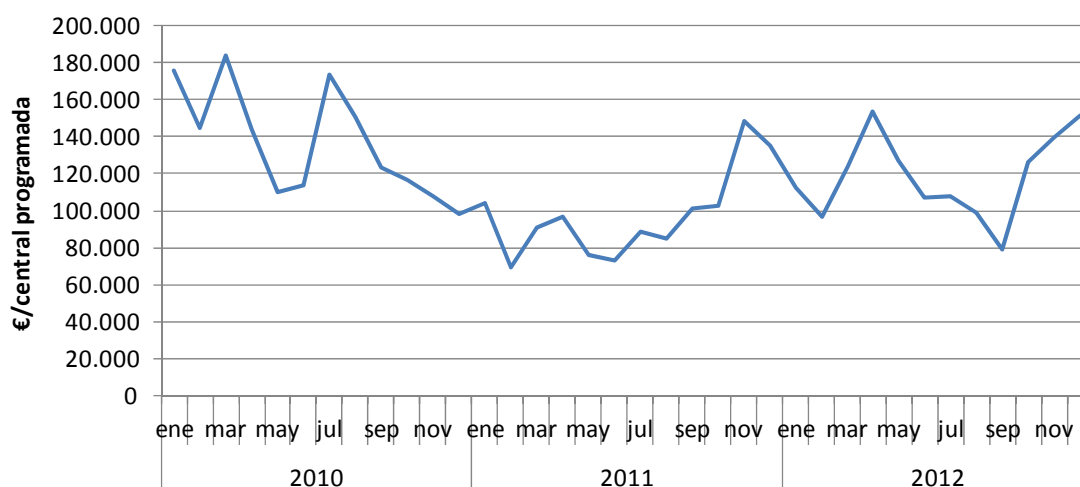
Gráfico 2. Porcentaje de costes recuperados de las centrales de ciclo combinado de cada zona cubiertos a través de sus ingresos en los mercados.



Nota: Se han considerado todos los ingresos obtenidos en todos los mercados, sin pagos por capacidad, banda de secundaria.

Adicionalmente, cabe indicar que el coste neto de las restricciones técnicas por unidad programada, tal y como se indicó en el Informe de la CNE sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero 2013, “se encuentra en el entorno de valores registrados en periodos anteriores”, lo que puede resultar significativo teniendo en cuenta que el coste del gas se ha incrementado en torno a un 60-70% (en función de la referencia contemplada), desde comienzo de 2010 hasta finales de 2012,

Gráfico 3. Coste neto por central programada en el proceso de restricciones técnicas al PBDF



Nota: El coste neto por central programada se calcula como cociente entre el importe mensual neto de restricciones técnicas (considerando el ahorro obtenido en fase 2 de restricciones) y el número de centrales-día programadas por restricciones en el mes.

12 de septiembre de 2013

[CONFIDENCIAL]

La retribución regulada presenta grandes problemas de asimetría de información, que pueden paliarse adoptando una contabilidad regulatoria de costes donde se informe periódicamente al regulador con el suficiente grado de desglose de los costes reales que a su vez, son auditados.

La CNE en su Informe 2/2012, de 7 de marzo, sobre el “sistema energético español”, propuso desarrollar la planificación para evitar en lo posible las restricciones zonales y planteó la necesidad de valorar algunas mejoras en el mecanismo de retribución de la solución de las restricciones zonales, valorando la posibilidad de referenciar la retribución a algún mercado competitivo.

No obstante, para poder implantar esta u otras opciones sería conveniente abordar un análisis más profundo del mecanismo, que podría ser tratado en el marco del grupo de trabajo previsto por la CNE. Dicho análisis debería tener en cuenta adicionalmente, el impacto de la modificación propuesta por la CNE del Real Decreto 949/2001 para facilitar el desarrollo de un mercado mayorista de gas

6 CONSIDERACIONES SOBRE EL INCENTIVO A LA INVERSIÓN (Capítulo II)

6.1 *Artículo 5. Procedimiento de asignación del servicio de incentivo a la inversión*

En base a las experiencias desarrolladas por otros reguladores, véase por ejemplo los informes elaborados por Ofgem “*Electricity Capacity Assessment Report*”, la CNMC debería tener capacidad de disponer de la información técnica de detalle sobre los datos y los supuestos empleados por el operador del sistema en la elaboración de dichos informes sobre evolución de índice de cobertura, así como de emitir su opinión al MINETUR sobre los resultados de dichos informes¹².

¹² Véase “Electricity Capacity Assessment report 2013”, junio 2013, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75232/electricity-capacity-assessment-report-2013.pdf>. En este sentido, en el informe de Ofgem de junio de 2013, se señala que se señala que “*Ofgem and National Grid have consulted widely on the methodology used for this analysis. The modelling and data analysis was delegated to National Grid given their modelling capabilities and data availability*” si bien el análisis final se publica en un informe de la autoridad reguladora británica en el que se señala que “*The analysis is based on National Grid’s*”

12 de septiembre de 2013

1. *El operador de sistema realizará un estudio semestral de cobertura de la demanda punta, en el que se estimará el índice de cobertura para los diez años siguientes, y lo comunicará antes de 1 de marzo y de 1 de octubre de cada año a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

La estimación del índice de cobertura se hará de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 8 del presente real decreto, y se aprobará por la Secretaría de Estado de Energía previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la propuesta del operador del sistema.

Si bien puede corresponder al operador del sistema calcular y actualizar el índice de cobertura conforme a las reglas que se contienen en artículo 8 y en el Anexo IV del proyecto, debería ser objeto de aprobación mediante disposición de carácter general tanto el establecimiento del índice de cobertura que se considera deseable, como el grado de desviación que determinaría la necesidad de potencia adicional y la puesta en marcha del procedimiento de subasta de la capacidad adicional necesaria¹³. Tales valores pueden ser fijados en el propio Real Decreto, habilitando al Ministro para su ulterior modificación, o bien puede remitirse directamente a una Orden Ministerial su establecimiento.

Se considera igualmente que deben establecerse en disposición de carácter general, y no en la resolución administrativa que convoque el procedimiento de subasta, al menos los elementos sustanciales del contrato marco, las obligaciones del adjudicatario, las posibles penalizaciones por incumplimiento de plazo, y la finalidad y destino de la garantía adicional del 1% del presupuesto.

“2. En caso de resultar un índice de cobertura por debajo del mínimo establecido en los cuatro años siguientes y por tanto requerirse potencia adicional en ese horizonte temporal, se iniciará el proceso de convocatoria de una subasta.

~~La Secretaría de Estado de Energía~~ Mediante Orden Ministerial se fijarán los criterios de convocatoria, y participación en la subasta de incentivo a la inversión, el tipo de subasta, las reglas de la subasta y el contrato marco, así como los compromisos para los adjudicatarios y determinación de posibles penalizaciones por incumplimiento de plazos.”

Mediante Orden Ministerial se establecerá el índice de cobertura mínimo.

6.2 Artículo 6.bis. Sobre la entidad supervisora y la entidad responsable de las subastas del incentivo a la inversión

Se propone la inclusión de dos nuevos artículos para definir quién es la entidad supervisora y quien la entidad responsable de la gestión de las subastas del incentivo a la

forthcoming 2013 Gone Green scenario, adjusted to reflect our own views [de Ofgem] on interconnector flows and supply-side developments under current policy arrangements”.

¹³ Cabe suponer que la desviación del índice, y las inversiones exigibles para instalar la nueva potencia necesaria han de tener una entidad mínima para que resulte rentable la convocatoria de subasta y para que exista concurrencia en la misma.

inversión, con la consiguiente reenumeración del resto de artículos del Real Decreto, en coherencia con los artículos establecidos sobre las subastas de hibernación.

“Artículo 6.bis Entidad supervisora de las subastas del incentivo a la inversión.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, este Organismo nombrará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, competitivo y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma, y de validación de resultados. Adicionalmente, después de cada subasta, dicha Comisión elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía. Para la realización de la función que se le encomienda, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar al operador del sistema, como entidad gestora de la subasta, toda aquella información que considere necesaria, con el formato y en los plazos que estime convenientes.

Artículo 6.bis.bis. Entidad responsable de la realización y liquidación de las subastas.

El Secretario de Estado de Energía designará la entidad responsable para la organización y gestión de las subastas de asignación del incentivo a la inversión y las correspondientes liquidaciones.

La entidad responsable de la realización de las subastas, entre otras tareas, deberá elaborar una propuesta de reglas que deberán adaptarse a los criterios generales establecidos en el presente Real Decreto y que habrán de ser aprobadas por resolución del Secretario de Estado de Energía. Asimismo, se encargará de informar a los potenciales participantes de la subasta, de la calificación de los agentes, de la implantación de la subasta y de proporcionar toda la información que sea necesaria a la entidad responsable de la supervisión de la subasta en el formato establecido al efecto.”

6.3 Artículo 7. Sobre la potencia firme de las instalaciones de generación

En el artículo 7 de la Propuesta se establece el valor del coeficiente de firmeza aplicable a cada tecnología. En concreto se establece para la tecnología hidráulica un porcentaje de un 45%. A estos efectos, se considera que se debería establecer unos coeficientes de firmeza diferenciados para centrales hidráulicas de embalse y de bombeo frente a las de régimen fluyente.

Para actualizar periódicamente estos coeficientes, se propone además eliminar la tabla de coeficientes de firmeza del artículo 7 e incluir la siguiente disposición adicional:

Disposición adicional XX. Coeficientes de firmeza de la generación

En el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, el Ministro de industria Turismo y Comercio, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la CNMC establecerá los coeficientes de firmeza de la generación de cobertura en la punta. Dichos coeficientes deberán establecerse en coherencia con la metodología de cálculo del índice de cobertura. Estos porcentajes podrán ser revisados por Orden ministerial.

6.4 Artículo 8 y Anexo IV. Consideraciones sobre el Índice de cobertura

El artículo 8 de la Propuesta define una metodología para determinar el índice de cobertura anual como una media ponderada de índices de cobertura semanales, entendiendo estos, de acuerdo al anexo IV, como cocientes entre la potencia disponible semanal considerando: la potencia instalada, indisponibilidades declaradas, probabilidad de fallo y generación de tecnologías no gestionables con probabilidad de superar el 95%) y la máxima demanda horaria esperada en esa semana.

La metodología propuesta basada en un margen de cobertura, aunque difiere de otras metodologías estocásticas (Loss of Load probability) aplicadas en diferentes países europeos, se considera igualmente apropiada como así se manifiesta en el borrador actual sobre adecuación de generación (first preliminary draft final report) elaborado por el Electricity Coordination Group - Subgroup on Generation Adequacy Assessment, de la Comisión Europea¹⁴.

Por otra parte, se considera, que los sistemas eléctricos con los índices de fiabilidad actuales deben estar diseñados para lograr realizar la cobertura de la demanda durante todas las semanas del año, siendo la semana normalmente más crítica la que corresponde a la demanda máxima anual.

Son estos momentos de punta de demanda los más críticos y, por tanto, los que se utilizan para la determinación de los índices de cobertura de todo el año. La ponderación de todos los índices de cobertura semanales con las demandas máximas semanales concede excesivo peso en el cálculo del índice de cobertura anual a una mayoría de semanas con demandas alejadas de las puntas anuales en las cuales los índices de cobertura son muy elevados y no tienen relevancia en la determinación del índice de cobertura que realmente posee el sistema¹⁵ por lo que se desvirtúa el sentido final del índice obtenido.

¹⁴ The methodologies employed to produce these assessments are split into two philosophies – stochastic reliability and reliability margin. Stochastic reliability methodology attempt to work out statistically the probability of the loss of load or energy (or any other related metrics such as loss of load probability, expected energy not supplied, etc.) in a given time period a system has. Reliability margin methodology attempt to monitor a pre determined level of excess generation at all times. These different approaches are consistent with Member State obligations to maintain Security of Supply.

¹⁵ Para ilustrar que con la fórmula propuesta y un valor de índice de cobertura anual razonable habría problemas graves de cobertura se toma el siguiente ejemplo. En este, para el sistema eléctrico peninsular español se supone un valor de índice de cobertura anual de 1,1, valor estándar utilizado y considerado adecuado para grandes sistemas eléctricos. Si se supone que la potencia disponible es constante a lo largo del año y tomando las demandas máximas del sistema eléctrico español de las últimas 52 semanas, del 28/07/2012 al 26/07/2013, esta potencia disponible constante a lo largo del año que equivaldría a un índice de cobertura anual según la fórmula propuesta de 1,1 sería de 39592 MW. Sin embargo, dado que la fórmula concede demasiado peso a las semanas con demandas reducidas, con una potencia disponible de 39592 MW no se podría haber cubierto 3 de las 52 puntas de demanda anuales y los índices de cobertura en dichas semanas habrían sido 0,986, 0,989 y 0,982 correspondientes a una demanda máxima semanal de 40131, 12 de septiembre de 2013

A juicio de esta Comisión, parece más adecuado que el índice de cobertura global sea el que corresponda a la semana más crítica esperada, considerando la potencia instalada y de acuerdo a la máxima demanda horaria y al nivel de indisponibilidades previstas.

En cuanto al detalle del cálculo, parece resultar más exigente el anexo IV que considera para la cobertura un nivel de potencia que pueda ser superada con una probabilidad del 95%, cuando en el artículo 8 establece de forma general una probabilidad del 90%. Se propone modificar el porcentaje de probabilidad de ser superado al 95 %

Por otra parte, el valor de los producibles hidráulicos dependen de los ciclos de lluvias y sequías, y dichos ciclos no son fácilmente predecibles, por lo que se estima conveniente no considerar para esta tecnología los datos de los cinco últimos años, sino los datos de las series históricas completas

Finalmente, el índice de cobertura también debería tener en cuenta las limitaciones de producción derivadas de normativa medioambiental.

En cualquier caso para poder tener en cuenta la evolución del sistema y la distinta participación de las tecnologías en la cobertura de la demanda es necesario incluir la posibilidad de revisión de los porcentajes y parámetros que se establecen en el cálculo del índice de cobertura. Sería pues conveniente añadir un nuevo punto en el artículo 8 incluyendo la posibilidad de que éstos puedan ser revisados a propuesta del Operador del Sistema.

Se propone modificar el artículo 8 incorporando los comentarios anteriores:

“ Artículo 8. Índice de cobertura.

[...]

‘1d. La potencia disponible prevista de las centrales de generación *térmicas e hidráulicas* que puedan aportar con una probabilidad de ser superada de un ~~95~~ **90% , teniendo en cuenta las series de datos históricos de los últimos cinco años para la tecnología *térmica* **y los datos de las series históricas completas para la tecnología hidráulica**, así como las mejores previsiones de incrementos de potencia y de los cierres de instalaciones. ~~Se tendrá en cuenta una hidraulicidad correspondiente a un año seco”~~**

e) El índice de cobertura tendrá en cuenta en cuenta las limitaciones de producción derivadas de restricciones medioambientales.

[...]

2. El índice de cobertura ~~anual~~ se define como cociente entre la potencia de generación disponible y el valor de la potencia máxima demandada en ~~un~~ el periodo de ~~un~~ ~~año~~. El valor del índice de cobertura anual previsto se establece igual al valor mínimo ~~medio ponderado por el valor de la demanda máxima semanal~~ de los índices de cobertura semanales del periodo. A estos efectos, los índices de cobertura de cada semana se calcularán de acuerdo al procedimiento contemplado en el Anexo IV del presente real decreto.”

40019 y 40278 MW respectivamente. El sistema con un índice de cobertura anual de 1,1 no habría podido suministrar la demanda requerida durante varios momentos del año si se utiliza la fórmula propuesta.

'3. Los valores utilizados para el cálculo del índice de cobertura podrán ser revisados mediante Orden Ministerial a propuesta del operador del sistema.'

En cuanto al detalle de cálculo recogido en el anexo IV cabe incluir varios comentarios:

Con respecto al cálculo del índice de cobertura de cada semana, cabe decir que no descuenta de forma explícita en el cálculo la demanda interrumpible contratada para el período, como así se exige en el artículo 8. Se propone pues descontar de la máxima demanda a considerar la interrumpibilidad considerada. Adicionalmente, se debería tener en cuenta la utilización prevista de la interconexión para dicho periodo en el cálculo de la potencia de generación disponible.

Se debe modificar el quinto topo del anexo IV referido a la definición y la metodología de cálculo de la Potencia hidráulica disponible de instalaciones (P_RO_hid1_disp i).

En línea con lo expuesto anteriormente la fórmula del cálculo del índice de cobertura anual del anexo IV debe modificarse para que se realice sobre índice correspondiente a la demanda máxima y no la media de los índices semanales.

Se propone dejar el sexto punto del anexo IV específico para centrales de bombeo mixto considerando que las producciones reales de estas centrales en periodos de punta es bastante inferior a su potencia instalada.

La potencia disponible en unidades solares se define como el producto de la suma de potencias netas y el factor de utilización mensual correspondiente. Sin embargo, a efectos del cálculo del índice de cobertura, debería considerarse, no el factor de utilización mensual medio, sino el correspondiente a las horas de punta, ya que es éste el periodo para el que se está calculando la cobertura de la demanda. En esta línea, por ejemplo, el cuadro incluido en la Propuesta asigna un 0 de factor mensual a la fotovoltaica y a la solar termoeléctrica en invierno, lo que corresponde con su aportación a los periodos de punta. Este mismo comentario resultaría de aplicación para la cogeneración, la biomasa, residuos y tratamiento de residuos.

En los propios comentarios a esta Propuesta, el operador del sistema propone modificar los factores de utilización mensual a utilizar para determinar la potencia disponible solar termoeléctrica con almacenamiento, con objeto de acercarlos a la contribución real que aporta esta tecnología durante los meses de invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo). [CONFIDENCIAL] En cualquier caso, por coherencia, se considera más apropiado eliminar la mencionada tabla de la Propuesta, dado que no se aporta dicha información para el resto de tecnologías.

Recogiendo todos estos puntos mencionados, se propone la siguiente redacción:

Anexo IV

[...]

“Máxima demanda semanal prevista ($MaxDem_i$): valor máximo de demanda horaria en barras de central en la semana i . Dicho valor se obtendrá de la previsión calculada por Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema para los doce meses siguientes al mes en que se calcula el índice de cobertura. Se considerará un crecimiento interanual igual al observado en los doce meses inmediatamente anteriores al momento de cálculo, una senda de puntas de demanda derivadas de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Gobierno, teniendo en cuenta además las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que sean de aplicación. y se descontará la interrumpibilidad contratada para ese período que pueda ser utilizada con una probabilidad superior al 95%.”

[...]

“Potencia hidráulica disponible para instalaciones ($P_{RO_hid1_disp\ i}$): valor de potencia hidráulica diaria a cuatro horas correspondiente al mes que se sitúan la mayoría de días de la semana i que ha sido superado el 95% de las ocasiones durante los últimos 5 años. Este valor contendrá la generación de las centrales reversibles de bombeo mixto”

“Unidades de generación reversibles de potencia superior a 50 MW e de bombeo puro, $P_{hid3_disp\ i}$: suma del producto de potencia neta instalada aprobada, reducida en el valor de potencia indisponible programada prevista por mantenimiento, y aplicando un el factor de disponibilidad que tenga en cuenta la producción real de estas centrales en los escenarios de punta de consumo. Dicho factor será estimado por el operador del sistema con los mejores datos de producción reales disponibles de cada unidad perteneciente a este conjunto de unidades de generación calculado como complemento a la unidades de la tasa media de fallo fortuito en los cinco últimos años”

“ $IC_{anual} = (\sum_i MaxDem_i \times IC_i) / \sum_i MaxDem_i$ “

Por

“ $IC_{anual} = \min(IC_i)$ “

- o Unidades solares: producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en los Registros Administrativos de Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y el factor de utilización mensual en las punta correspondiente a su tecnología recogido en la siguiente tabla:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Nov.	Dic.
Fotovoltaica	0	0	0	0,08	0,09	0,15	0,16	0,12	0,09	0,06	0	0
Termoeléctrica sin almacenamiento	0	0	0	0,10	0,12	0,17	0,18	0,14	0,10	0,07	0	0
Termoeléctrica con almacenamiento	0,28	0,34	0,38	0,40	0,40	0,47	0,47	0,47	0,48	0,39	0,34	0,27

La potencia de generación disponible para cada semana i Pot_disp_i se calcula como

$$Pot_disp_i = P_{RO_ter_inst} - P_{RO_ter_indisp_com} - P_{RO_ter_indisp_fallo_i} + P_{RO_hid1_disp} + Phid2_disp_i + Phid3_disp_i + P_{RE_no\ gest\ i} + P_{RE_gest_i} + \underline{P_{utilización\ interconexión}}$$

Finalmente cabe destacar que en la medida en que los códigos de red a nivel europeo se vayan aprobando (Electricity Balancing network node, Capacity Allocation and Congestion Management network code,...), así como los resultados sobre análisis de cobertura a nivel europeo llevado a cabo por el Electricity Coordination Group (Subgroup on generation adequacy assesment), se podría considerar un nuevo enfoque a la incorporación en el índice de cobertura de la capacidad de interconexión transfronteriza.

6.5 "Disposición transitoria segunda. Sobre el régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos de capacidad"

En cuanto a las instalaciones de generación que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad regulado en la Orden ITC/2794/2007, la disposición transitoria segunda de la Propuesta establece que la retribución anual unitaria del incentivo a la inversión a largo plazo será de 10.000 €/MW/año. Convendría aclarar que la potencia a considerar en este caso sería la potencia neta consignada en la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, y no la potencia firme que resultaría de aplicación para el nuevo mecanismo previsto en la Propuesta.

Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad.

1. A las instalaciones de generación que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, les será de aplicación dicho incentivo de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, en las condiciones siguientes:

*- La retribución anual unitaria del incentivo a la inversión a largo plazo será de 10.000 €/MW/año, **que resultará de aplicación a la potencia instalada acreditada mediante el acta de puesta en marcha***

7 CONSIDERACIONES SOBRE LA HIBERNACIÓN (Capítulo III)

En línea con lo indicado en el apartado 5.3 de este informe, se propone la sustitución de los párrafos y artículos del Capítulo III relativos al procedimiento de subasta para la asignación de la capacidad de hibernación, por el siguiente texto:

CAPITULO III HIBERNACIÓN

Artículo 9. Definición del mecanismo de asignación de la capacidad susceptible de hibernación.

1. Se define como hibernación el cierre temporal de instalaciones durante el plazo que se determine.

2. ~~La asignación de la potencia instalada que puede proceder al cierre temporal en cada momento se realizará mediante un procedimiento~~ El cierre temporal de instalaciones requerirá autorización administrativa por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio competitivo de subastas.

3. El operador del sistema recogerá en su informe mensual de cobertura de demanda un análisis de la potencia que puede ser hibernada en cada periodo con un análisis de sensibilidad que tenga en cuenta los siguientes aspectos:

- Evolución del índice de cobertura en el corto, medio y largo plazo.
- Existencia de cualquier restricción zonal o local que justifique posibles limitaciones a la potencia a hibernar en cada periodo y para cada escenario, indicando las instalaciones afectadas.
- Cualquier otro aspecto relevante con impacto en la seguridad del sistema.

~~En todo caso, y con el fin de contar con la información necesaria para la celebración de la subasta de hibernación,~~ Antes del 1 de abril de cada año enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe con el análisis para el año siguiente de la capacidad que puede ser sometida a cierre temporal, con el detalle de análisis zonal y local y las limitaciones técnicas que pudieran existir. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo publicará, en su caso, la capacidad que puede ser sometida a cierre temporal a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En este informe se recogerá asimismo una previsión de las necesidades de potencia gestionable del sistema eléctrico para el año siguiente, a efectos de contar con una primera aproximación de los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica a la que se refiere el artículo 20 del presente real decreto.

4. ~~La subasta de hibernación se llevará a cabo con una antelación mínima de seis meses respecto del inicio del periodo en el que se debe proceder a la hibernación.~~

~~Con carácter general, el cierre temporal será por un plazo de un año~~ se corresponderá con los plazos que se deriven del análisis que realice el operador del sistema al que hace referencia el apartado 3 anterior, que no podrán ser inferiores a un año realizándose subastas para cada periodo.

Artículo 10. Sujetos que podrán solicitar el cierre temporal ~~participantes en la subasta.~~

1. ~~Actuarán como participantes en la subasta~~ Podrán solicitar el cierre temporal los titulares de instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado y potencia superior a 50 MW que cuenten con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que no estén incluidas entre las instalaciones a las que hace referencia el apartado 9.3. de este real decreto"

~~2. El gestor de la subasta será Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, con las obligaciones y derechos que se determinen.~~

~~**Artículo 11. Productos subastados, periodo de liquidación del producto y cálculo de cantidades a subastar.**~~

~~1. El producto a subastar será la potencia que puede ser hibernada en cada periodo.~~

~~2. El periodo de liquidación correspondiente al producto adjudicado en cada subasta será anual.~~

~~3. Para el cálculo de la cantidad a subastar máxima se tendrán en cuenta los análisis de los informes realizados por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en la presente norma. Asimismo, en la fase de adjudicación de dicha potencia mediante el procedimiento de subasta se tendrán en cuenta los criterios técnicos de aplicación a cada instalación de acuerdo a la valoración concreta que al efecto debe realizar el operador del sistema.~~

~~El participante que resulte adjudicatario suscribirá una cantidad determinada de producto coincidente con la potencia neta de la instalación o grupo térmico, que será constante en todo el periodo de aplicación definido para dicho producto.~~

~~**Artículo 12 Autorización del cierre**~~

~~1. Las solicitudes de cierre temporal deberán presentarse ante el operador del sistema indicando el periodo o periodos para los que se solicita la autorización.~~

~~2. El operador del sistema aplicará un criterio de selección teniendo en cuenta el posible impacto del cierre temporal sobre el nivel de seguridad del sistema, la posible situación previa de hibernación de la central y finalmente el orden de presentación de la solicitud.~~

~~3. El operador del sistema, deberá remitir el informe correspondiente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, indicando si dicha solicitud corresponde a una central con capacidad de ser sometida a dicho cierre, y los periodos para los que, en su caso se autorizan.~~

~~4. La Dirección General de Política Energética y Minas, procederá a resolver autorizando, en su caso, el cierre temporal y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo, previo informe favorable de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este organismo tendrá en cuenta la propuesta realizada por el operador del sistema así como el posible impacto en el nivel de competencia del cierre temporal.~~

~~**Artículo 12. Mecanismo de adjudicación del producto subastado y determinación del precio.**~~

~~1. En estas subastas el operador del sistema actuará como tomador de precio y los participantes pujarán por la adjudicación del producto subastado.~~

~~2. La adjudicación se realizará mediante un mecanismo competitivo en el que, partiendo de unas cantidad de producto y de unos precios de salida, se proceda a una reducción progresiva de los precios hasta llegar al equilibrio entre oferta y demanda para el producto objeto de la subasta. Dicho precio de equilibrio será el precio resultante de la subasta.~~

~~3. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, se establecerán:~~

~~a) El tipo de producto y el periodo de aplicación.~~

~~b) Las cantidades a subastar.~~

~~c) Los precios de salida de la subasta.~~

~~d) El tipo de subasta, las reglas a aplicar en la subasta y, en su caso, el contrato marco.~~

~~e) La fecha de realización de cada subasta.~~

~~f) La información sobre el resultado de las subastas que tendrá carácter público.~~

~~4. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de cierre de la subasta, y una vez validados sus resultados por la entidad supervisora, el operador del sistema publicará los resultados de la misma (la cantidad total adjudicada y el precio del resultado de la subasta) notificará a cada las cantidades de las que hayan resultado adjudicatarios, remitiendo dicha información a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.~~

~~Estos resultados serán vinculantes para todos los participantes que hayan resultado adjudicatarios en la subasta.~~

Artículo 13. Entidad supervisora de las subastas.

Artículo 14. Entidad responsable de la realización y liquidación de las subastas.

Artículo 15. Derechos y obligaciones de los participantes.

~~1. Son obligaciones de los participantes en la subasta, las siguientes:~~

~~a) Cumplir el proceso de precalificación y calificación de la subasta, establecido en las reglas de la subasta.~~

~~b) Aportar las garantías requeridas en las condiciones que se especifiquen en las reglas de la subasta.~~

~~d) Cumplir con todas las obligaciones específicas indicadas en las correspondientes resoluciones relativas a la subasta que le sean de aplicación.~~

Artículo 16. Facturación y liquidación.

~~El operador del sistema procederá, en su caso, a realizar la liquidación a cada uno de los titulares de las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en la subasta con arreglo a lo dispuesto en el presente real decreto.~~

~~Se entenderá por liquidación de los productos adjudicados el proceso mediante el cual se determina el importe final a pagar a los adjudicatarios de la subasta en virtud de las cantidades asignadas.~~

Artículo 17. Cierre temporal de instalaciones.

~~1. El titular de la instalación que resulte adjudicataria del mecanismo competitivo de asignación de cierre temporal de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11 del presente real decreto, La Dirección General de Política Energética y Minas deberá comunicar solicitar dicho cierre la autorización del cierre ante el Área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes comunicaciones solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.~~

~~Éstas comunicarán dicha situación elevarán el expediente de solicitud junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver autorizando, en su caso, el cierre temporal y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.~~

~~La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.~~

~~[...]~~

~~3. Para proceder a la puesta en marcha de la instalación tras un cierre temporal para su retorno al régimen de funcionamiento y participación en el mercado de producción, será necesaria la comunicación a obtención de autorización de explotación ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hubieran tramitado el expediente de autorización, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.~~

~~Éstas lo comunicarán elevarán dicha autorización junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver sobre el cambio de situación y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.~~

~~La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.~~

No obstante, en el caso de que se optase por el mantenimiento de la subasta como mecanismo de asignación, se realizan a continuación una serie de comentarios sobre el articulado de este Capítulo III.

7.1 Artículo 9. Sobre la definición del mecanismo de asignación de la capacidad susceptible de hibernación

De acuerdo con este artículo, el operador del sistema procederá a realizar un informe mensual de cobertura de la demanda donde se realizará un análisis con la potencia que pueda ser hibernada. Se propone especificar que las limitaciones que imposibiliten la capacidad de hibernación deberán definirse con indicación de las instalaciones afectadas en cada caso.

En cualquier caso, la cantidad susceptible de hibernación debería garantizar que la reducción de la capacidad no restrinja, distorsione o evite la competencia en los mercados mayorista o minorista¹⁶, por lo que la CNMC debería realizar un análisis de la propuesta realizada por el operador del sistema a estos efectos.

¹⁶ Bélgica ha puesto en marcha recientemente una propuesta de licitación para instalar nueva capacidad, en que al objeto de incentivar la participación de agentes nuevos o que tengan poca capacidad instalada en el mercado, se tiene en cuenta la contribución que la nueva capacidad pueda tener en el buen funcionamiento del mercado. Uno de los factores de ponderación para la selección del proyecto esta inversamente relacionado a la capacidad productiva que el agente tiene ya en el mercado. Este criterio de selección ilustra la interacción entre el mercado de capacidad y el mercado mayorista.

La norma establece que con carácter general, el cierre temporal será por un plazo de un año, realizándose subastas cada periodo. En relación este plazo, se han recibido varias alegaciones solicitando su ampliación, de forma que el proceso de hibernación se pueda acometer en un plazo razonable que permita obtener ahorros netos. La estructura de costes fijos de una central de ciclo combinado, donde más de un 40 % se corresponden a costes de personal, haría más eficiente un proceso de hibernación de una duración superior a un año. De acuerdo con algunas alegaciones recibidas, la inversión necesaria en un proceso de este tipo se justificaría con plazos de amortización de al menos 3-4 años. Por otra, parte, la flexibilidad existente en la gestión de los recursos de la central, principalmente humanos, aunque también técnicos, no permite una duración tan limitada del proceso.

Por tanto, con el fin de dotar de una mayor flexibilidad a esta herramienta, se propone que la norma no establezca específicamente este plazo, y que éste se fije a partir del análisis realizado por el operador del sistema, pudiendo ser variable en función de la situación del sistema, e incluso considerando diferentes subastas para diferentes horizontes temporales.

Adicionalmente con el fin de que las instalaciones que no resulten adjudicatarias en la subasta puedan solicitar ser acreditadas para participar en el servicio de disponibilidad del próximo año, los plazos de ambos mecanismos deberían estar coordinados. Asimismo, esta coordinación es necesaria a efectos de la pérdida del incentivo que le correspondería a las que resulten adjudicatarias. Por ello, se propone modificar el punto 4 del artículo 9 de tal forma que asegure que las subastas que se realicen para permitir la hibernación, deberán ser previas a la solicitud que se realice al operador del sistema para la acreditación al servicio de disponibilidad (que se realizará antes del 1 de septiembre del año de la prestación).

“3. El operador del sistema recogerá en su informe mensual de cobertura de demanda un análisis de la potencia que puede ser hibernada en cada periodo con un análisis de sensibilidad que tenga en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Evolución del índice de cobertura en el corto, medio y largo plazo.*
- b) Existencia de cualquier restricción zonal o local que justifique posibles limitaciones a la potencia a hibernar en cada periodo y para cada escenario, **indicando las instalaciones afectadas.***
- c) Cualquier otro aspecto relevante con impacto en la seguridad del sistema.*

[...]

*En todo caso, y con el fin de contar con la información necesaria para la celebración de la subasta de hibernación, antes del 1 de abril de cada año enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe con el análisis para el año siguiente de la capacidad que puede ser sometida a cierre temporal, con el detalle de análisis zonal y local y las limitaciones técnicas que pudieran existir. **El Ministerio de Industria, Energía y Turismo publicará, en su caso, la capacidad que puede ser sometida a cierre temporal a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.***

4. La subasta de hibernación se llevará a cabo con una antelación mínima de seis meses respecto del inicio del periodo en el que se debe proceder a la hibernación.

*Con carácter general, el cierre temporal será para ~~un año~~ los plazos que se deriven del análisis que realice el operador del sistema al que hace referencia el apartado 3 anterior, realizándose subastas para cada periodo. Estos plazos deberán ser superiores o iguales a un año.
La subasta deberá realizarse con la antelación necesaria que permita a los titulares de las instalaciones que no resulten adjudicatarias, presentar la solicitud para prestar el servicio de disponibilidad de potencia gestionable de acuerdo con el plazo establecido en el artículo 18.2.*

7.2 Artículo 10. Sobre los sujetos participantes en la subasta

Como requisito para poder participar en la subasta, debería contemplarse que la instalación esté incluida dentro de la potencia que pueda ser hibernada sin estar sujeta a ningún tipo de limitación de acuerdo con el análisis realizado por el operador del sistema al que hace referencia el artículo 9.3.

Si bien, el apartado 2 de este artículo establece que “*el gestor de la subasta será Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, con las obligaciones y derechos que se determinen*”, se considera más oportuno que dicha tarea quede establecida en el Proyecto mediante una referencia genérica a una entidad que cuente con los recursos necesarios para su realización al menor coste posible, y que sea realizada posteriormente la designación por la Secretaría de Estado de Energía con base en criterios de capacidad técnica y coste económico. Una vez designada dicha entidad, la regulación debería establecer claramente los derechos y obligaciones de REE y, en su caso, de la entidad organizadora de la subasta.

Así se propone redactar el punto 1 del artículo 10 de la siguiente forma:

“1. Actuarán como participantes en la subasta los titulares de instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de potencia superior a 50 MW que cuenten con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que no estén incluidas entre las instalaciones a las que hace referencia el apartado 9.3. de este real decreto”

2. El gestor de la subasta será establecido por el Secretario de Estado de Energía ~~Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema~~, con las obligaciones y derechos que se determinen.

7.3 Artículo 12. Sobre el mecanismo de adjudicación del producto subastado y determinación del precio

Sería conveniente intentar asegurar que el precio resultante de la hibernación no fuera superior a la retribución unitaria por disponibilidad, para evitar el contrasentido que supondría percibir una retribución mayor por hibernar que por estar disponible. Habría además que determinar cuál sería el orden de adjudicación en caso de igualdad de precio de oferta, especialmente en el caso de no admitirse precios negativos y resultar un precio de 0 €/MW, pudiendo considerarse en estos casos factores que prioricen la adjudicación,

como el hecho de venir ya de un estado de hibernación, o que se mejore la estructura del mercado.

El objetivo de habilitar la hibernación es permitir que aquellas centrales que no sean necesarias para la seguridad del sistema y no puedan recuperar los costes fijos evitables, puedan desatender temporalmente sus obligaciones de disponibilidad. En este sentido, se han recibido algunas alegaciones indicando que algunas de ellas podrían estar dispuestas a ofertar incluso a precios negativos. No obstante, esta Comisión considera de difícil justificación, tanto que las instalaciones perciban una retribución por hibernar, tal y como se ha indicado anteriormente, como que paguen por hacerlo, dado el contexto de libre mercado en el que han realizado sus inversiones. Adicionalmente, el pago por hibernar no se considera una propuesta regulatoria adecuada dado que ese valor (precio negativo) reflejaría el coste asociado a la existencia de una barrera (regulatoria) de salida, en el que el regulador permite la salida por no existir problemas de seguridad de suministro, pero el agente debe realizar un pago.

7.4 Artículo 15. Sobre los derechos y obligaciones de los participantes

El apartado b) establece el requisito de presentar garantías económicas como condición para participar en la subasta de hibernación, consistente en una cuantía del 1% del presupuesto de la instalación. Sin embargo la Propuesta no especifica el proceso de cancelación y ejecución de dichas garantías. Se propone incluir en el apartado b) del artículo 15 una mención explícita al derecho de las instalaciones no adjudicatarias en las subastas a la devolución del aval presentado a las tengan derecho a la recuperación inmediata:

*“b) Aportar las garantías requeridas en las condiciones que se especifiquen en las reglas de la subasta. **Estas reglas incluirán el proceso de devolución del aval presentado a las instalaciones que no hayan resultado adjudicatarias.**”*

Por otra parte, cabría pensar pues que tales garantías deben cubrir el caso de aceptación de precios negativos en la subasta que originarían obligaciones de pago por parte de los agentes al sistema. En caso de que no se permitieran precios negativos, no se entiende el sentido de estas garantías.

La propuesta no resulta explícita en cuanto a la posibilidad de simultanear el derecho de cobro obtenido en la subasta de la hibernación con el incentivo a la inversión, si es que la central tiene derecho a éste durante el periodo de hibernación, por lo que debe quedar claro que durante el período de hibernación aquellas centrales que tengan derecho al cobro del incentivo a la inversión dejen de percibirlo, extendiéndose en un período equivalente al de la percepción del mismo.

En línea con el informe de la CNE citado anteriormente, se propone incluir la siguiente redacción al final de este artículo:

“La autorización al cierre temporal, supondrá la pérdida del incentivo a la inversión durante el periodo de esa autorización, - sin que este tiempo descuente del derecho a cobro de los 10 años- y la pérdida del incentivo a la disponibilidad durante el plazo en que sea concedida la autorización.”

7.5 Artículo 17. Sobre el cierre temporal

El artículo 17 establece que el titular de la instalación que resulte adjudicataria del mecanismo de asignación del cierre temporal, deberá solicitar dicho cierre así como la autorización para volver a la explotación de la instalación, a las áreas o dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno. Se considera que estos trámites no resultan necesarios una vez que el operador del sistema ha considerado que dicha situación no afecta a la seguridad del sistema, ya que el proceso de hibernación podría entenderse como un proceso similar a una indisponibilidad programada, pero de larga duración. Esta Comisión considera que en lugar de autorizaciones, resultaría suficiente con realizar una comunicación a dichos organismos tanto para el cierre como para la vuelta a la explotación.

Artículo 17. Cierre temporal de instalaciones.

1. El titular de la instalación que resulte adjudicataria del mecanismo competitivo de asignación de cierre temporal de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11 del presente real decreto, deberá ~~comunicar~~ ~~solicitar~~ dicho cierre ante el Área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes ~~comunicaciones~~ ~~solicitudes~~ ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

~~Éstas comunicarán dicha situación elevarán el expediente de solicitud junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver autorizando, en su caso, el cierre temporal y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.~~

La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

[...]

3. Para proceder a la puesta en marcha de la instalación tras un cierre temporal para su retorno al régimen de funcionamiento y participación en el mercado de producción, será necesaria la ~~comunicación a obtención de autorización de explotación ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hubieran tramitado el expediente de autorización, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.~~

~~Éstas lo comunicarán elevarán dicha autorización junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver sobre el cambio de situación y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.~~

La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

8 CONSIDERACIONES SOBRE EL SERVICIO DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA GESTIONABLE (CAPÍTULO IV Y ANEXO III)

8.1 Artículo 18. Sobre la definición del servicio de disponibilidad de potencia gestionable

Parece conveniente que la norma incluya la definición del concepto potencia firme y flexible

1. El servicio de disponibilidad de potencia gestionable tiene el objetivo de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del operador del sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda, variaciones de la producción no gestionable, así como la pérdida de generación por indisponibilidades fortuitas.

Se define como potencia firme y flexible la potencia correspondiente a aquellas instalaciones que cumplan los requisitos establecidos en el artículo 19.[...]

8.2 Artículo 19. Sobre los requisitos para participar en el servicio del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable

El artículo 19 establece que podrán prestar el servicio a la disponibilidad de potencia gestionable las instalaciones térmicas de generación de ciclo combinado o carbón. En línea con lo indicado en el apartado 5.2 de este informe, y en cumplimiento con las directrices apuntadas por la Comisión Europea en este sentido, se considera que el servicio de disponibilidad no debería diferenciar en función de la tecnología, sino que deberían proveerlo todas aquellas instalaciones que puedan cumplir con los requisitos que se establezcan para ofrecer dicho servicio.

Al igual que para el incentivo a la inversión, se propone incluir también la posibilidad de que participen en este servicio las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos que no cuenten con retribución específica, siempre que cumplan con los requisitos establecidos en el propio artículo 19. En este sentido, se debería eliminar la limitación de los 50 MW incluida en el Proyecto de real decreto, en línea con lo previsto el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, donde estas instalaciones ya no se diferencian por su

potencia – a diferencia de la definición existente en la Ley 54/97- sino por razón de su tecnología.

Sobre los Requisitos para participar en el servicio del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable definido en el Artículo 19, se propone incluir también como requisito la habilitación para la prestación del servicio de regulación terciaria, ya que es un servicio complementario de oferta obligatoria, a diferencia del servicio de gestión de desvíos, y por tanto da un mayor compromiso de disponibilidad a las instalaciones.

El artículo 19.2 establece que las instalaciones que quieran optar cada año a la prestación del servicio han de solicitarlo al OS antes del 1 de septiembre del año anterior y éste publicará antes del 1 de octubre “*las instalaciones y la potencia acreditada para la prestación del servicio*”. Puesto que esta decisión del OS determina las instalaciones prestadoras y uno de los parámetros para la retribución del servicio, es una decisión potencialmente limitativa de derechos (instalaciones excluidas, o instalaciones admitidas con una potencia acreditada inferior a la solicitada) , ésta debe ser susceptible de recurso.

Se propone la siguiente modificación:

1. Podrán prestar el servicio de incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable las instalaciones ~~térmicas de generación de ciclo combinado o carbón~~ que participen en el mercado de producción ~~con potencia instalada superior o igual a 50 MW~~ inscritas en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente artículo.

Quedan exceptuadas de este mecanismo las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico.

[...]

2.[...]

“La relación de instalaciones y la potencia asignada a las mismas podrá ser impugnada por los interesados ante la SEE en plazo máximo de diez días desde su publicación”

“3. La potencia acreditada para la gestión del servicio de disponibilidad[...]

a) Estar habilitada para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria y para la gestión de desvíos, ~~al servicios a los~~ que hace referencia el artículo 14 del Real Decreto 2019/1997”.

[...]”

8.3 Artículo 20. Sobre el procedimiento de cálculo de anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable

El artículo 20 establece el procedimiento de cálculo del importe anual de la retribución del servicio. La metodología de cálculo se contempla en el anexo III del proyecto, y se atribuye al operador la elaboración de la propuesta, a la CNMC la valoración de la misma y el cálculo de la retribución anual y su reparto mensual, correspondiendo la aprobación a 12 de septiembre de 2013

la SEE. El importe anual del incentivo debería ser objeto de aprobación mediante una disposición general, y no mediante resolución del SEE, ya que tal importe determina el importe total de la carga que, conforme al artículo 24 del proyecto, han de afrontar los sujetos obligados a financiar el servicio (que son los titulares de instalaciones de producción y los comercializadores y consumidores directos en mercado). No parece razonable que el artículo 24.5 del Proyecto remita a Orden Ministerial la aprobación de los valores correspondientes a cada obligación de pago, cuando el importe total del servicio en cada año (que debe ser el límite de las obligaciones de pago en el mismo año) ha sido fijado por resolución del SEE.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo de quince días a contar desde la recepción de la información indicada, valorará dicha información y calculará el valor de la retribución térmica anual y su reparto mensual y lo comunicará al Ministerio de Industria Turismo y Energía ~~a la Secretaría de Estado de Energía~~, a efectos de su aprobación.

8.4 Artículo 21. Sobre el procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable

En línea con la Propuesta de ampliar el servicio de disponibilidad a las tecnologías que estén habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos (exceptuando las acogidas a un régimen retributivo específico), se propone ampliar el punto 3 del artículo 21 para incluir una formulación de retribución de centrales hidráulicas tal y como estaba recogida en la '*Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro de pagos por capacidad*' realizada por esta Comisión en diciembre de 2012.

Artículo 21

" 3. La retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable ~~térmica~~ i en la hora h del mes m será:

$$R_{i,h,m} = R_{UTh,m} * P_{i,h,m}$$

Donde

$P_{i,h,m}$, en el caso de las centrales térmicas es la potencia gestionable disponible de la instalación i en la hora h del mes m , expresada en MW y calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo de disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al operador del sistema en cada momento.

$P_{i,h,m}$, en el caso de centrales hidráulicas, se calculará como:

$$P_{ihm} = P_{icotad} * \frac{\text{energía embalsada}_{dm}}{\text{energía embalsada}_{240 \text{ horas}}} * \frac{Prod_{i \text{ media}}}{P_i * 8.760}$$

Donde

P_i cotad es potencia máxima diaria que puede ceder cada día " d " la central " i " y se calcula como la potencia hidráulica total máxima que, en caso de que así se requiera por razones de seguridad del sistema, puede ser suministrada y sostenida durante un tiempo máximo de 12 horas.

Energía embalsada d_m es la energía almacenada en el embalse calculada en función de la potencia máxima diaria.

Energía embalsada 240 horas es la energía correspondiente a P_i multiplicada por 240 horas, que permitiría a la central hidráulica “i” ofrecer la máxima potencia durante un mínimo de 15 días consecutivos durante los periodos de llano y punta

El cociente de estos dos últimos términos tendrá un valor máximo de 1.

$Prod_i$ media es la producción anual media de la central hidráulica “i” durante los 5 años anteriores.

P_i es la potencia neta en MW de la central correspondiente “i” que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

$P_{i,h,m}$ tendrá el mismo valor para todas las horas de un día“

8.5 Artículo 22. Sobre la comprobación del servicio de disponibilidad

El artículo 22 establece los mecanismos del control del servicio, atribuyendo al operador la posibilidad de realizar pruebas aleatorias de disponibilidad, y la penalización económica, con la posibilidad de pérdida del importe anual del incentivo por uno, o por dos años. A este respecto, los apartados 2 y 3 del artículo resultan confusos en la definición de los respectivos supuestos de hecho que dan lugar a tales penalizaciones. En relación con este precepto se sugiere. i) la indicación expresa de que los controles del operador lo son sin perjuicio de las competencias de inspección propias de los órganos del Ministerio y de las competencias de supervisión atribuidas a la CNMC; ii) la definición precisa de los supuestos de hecho que dan lugar respectivamente a las penalizaciones de uno o dos años previstas. Se considera, en todo caso, que la aplicación de tales penalizaciones económicas corresponde al operador en el marco de las liquidaciones del servicio, y que los sujetos afectados tienen opción de defensa mediante planteamiento de conflicto de gestión económica ante la CNMC.

8.6 Artículo 23. Sobre la minoración del incentivo a la disponibilidad

El artículo 23 sobre liquidación de los mecanismos de capacidad, establece que el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable en su liquidación definitiva debe ser minorado con un factor de descuento C_{min} que reduce la retribución de las instalaciones con un mayor funcionamiento y con mayores ingresos.

Este descuento penaliza a las instalaciones que efectivamente hayan aportado los servicios de flexibilidad al sistema, pudiendo convertirse en un incentivo a no funcionar, alterando el correcto funcionamiento de los mercados. Se propone por tanto eliminar este coeficiente de minoración. De mantenerse esta minoración a las centrales con mayores

sobreingresos, no se repartía toda la retribución anual térmica objetivo, produciéndose siempre una devolución al sistema.

Además, la formulación resulta algo inconsistente, ya que incluso una instalación con horas y sobreingresos iguales a la media vería reducida su retribución en un 9%, de forma que sólo las centrales con funcionamiento nulo cobran todo el incentivo. En cualquier caso debe limitarse al valor máximo de 100%.

8.7 Artículo 24. Sobre la financiación y liquidación de los mecanismos de capacidad

El artículo 24 establece en su punto 1 que la financiación de los mecanismos de capacidad – incentivo a la inversión y disponibilidad- corresponderá tanto a la demanda como a la generación. Posteriormente, en el punto 3, se indica que los titulares de las instalaciones de generación en función de la firmeza de su contribución a la cobertura, realizarán un pago en concepto de financiación del servicio de disponibilidad, no quedando claro si la demanda debe contribuir a financiar también este servicio.

Esta Comisión considera que el servicio de disponibilidad de potencia gestionable se debe a la necesidad de disponer de tecnologías de generación flexibles capaces de responder ante variaciones tanto de la demanda como de la generación, por lo que considera adecuado que la financiación del servicio de disponibilidad se repercuta entre ambos colectivos. En este sentido, el servicio de disponibilidad de potencia gestionable se define en el artículo 18 del Proyecto como aquel que tiene *“el objetivo de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del operador del sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda, variaciones de la producción no gestionable, así como la pérdida de generación por indisponibilidades fortuitas”*.

En cuanto al incentivo a la inversión, de acuerdo con la definición más generalizada sobre la fiabilidad del suministro¹⁷, este componente vendría a incentivar la existencia de suficiente capacidad de producción instalada y/o esperada para responder a los requerimientos de *la demanda* en el largo plazo. Es decir, este incentivo se justifica por la necesidad de garantizar la cobertura de la demanda en el largo plazo con nuevas inversiones en capacidad cuando ello sea necesario, y por tanto, debería ser la demanda que financiara este mecanismo.

¹⁷ La fiabilidad del suministro de electricidad se puede descomponer en tres dimensiones consecutivas e interrelacionadas, pero suficientemente diferenciables: Seguridad, Firmeza y Suficiencia (http://www.cne.es/cne/doc/mibel/prop_CR_mecanismo_garantia_suministro.pdf)

Por todo ello, se considera adecuado introducir algunas precisiones en el texto en este sentido con el fin de evitar posibles interpretaciones.

Adicionalmente, el punto 3 establece que la generación contribuirá a la financiación del incentivo de disponibilidad en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema diferenciando dicho pago para cada una de las tecnologías. Esta aplicación, podría resultar paradójica en los casos en los que las instalaciones aporten este servicio percibiendo un incentivo por ello, y adicionalmente financiando parte del mismo. Por ello, se propone que sean únicamente las centrales que no proveen este servicio las que lo financien.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, se sugiere sustituir en el Proyecto de real decreto la referencia a los “peajes de acceso” por los “peajes de transporte y distribución” o los “peajes de acceso a las redes de transporte y distribución”.

En el apartado cuarto de este artículo se establece que el OS hará llegar anualmente al Ministerio una propuesta de metodología de asignación de costes para la determinación del pago del incentivo a la disponibilidad. Se considera que el OS debería hacer llegar también dicho informe a la CNMC.

Artículo 24. Financiación de los mecanismos de capacidad.

~~1.Los costes correspondientes a la retribución del servicio del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable correspondiente a los mecanismos de capacidad-y, en su caso, el pago que pueda corresponder a las adjudicatarias de las subastas de hibernación, serán financiados tanto por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.~~

Los costes correspondientes al incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, será financiado tanto por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica no acreditados para aportar este servicio. Estas instalaciones contribuirán a su financiación en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema diferenciando dicho pago para cada una de las tecnologías.

[...]

2.Los comercializadores y consumidores[...]

Los períodos tarifarios serán los definidos para los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución en la normativa de aplicación.

~~3.Los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica realizarán un pago en concepto de financiación del servicio de disponibilidad de potencia gestionable en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema diferenciando dicho pago para cada una de las tecnologías.~~

“4. A efectos de la determinación del pago del servicio de disponibilidad que correspondo a la demanda y a las instalaciones de producción, Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, enviará anualmente antes del 1 de octubre de cada año a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología de asignación de costes y un informe que contenga los valores para cada una de las tecnologías de producción y para la demanda.”

8.8 Anexo III. Sobre la metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica

El Anexo III que desarrolla la metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica establece el cálculo del coste fijo de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal.

Puesto que es posible que en el momento de realizar el cálculo del coste de oportunidad las liquidaciones de alguno de los meses del periodo de dos años completos previos no sean definitivas y dado que el resultado de usar la liquidación provisional no supondrá una variación significativa con respecto a la definitiva, se propone modificar el punto 3 del Anexo III en este sentido.

En relación con la estimación del coste del peaje fijo óptimo de gas recogido en el punto 4, podría resultar más robusto considerar el volumen de gas equivalente a la producción eléctrica horaria máxima del conjunto de centrales de ciclo combinado en el día de mayor consumo de gas en el sector eléctrico, considerando no sólo el año anterior sino la mediana de los valores correspondientes a los tres últimos años. Se evitaría así que el cálculo de una componente importante del pago por disponibilidad se hiciera depender en exceso del comportamiento de los agentes en una sola hora.

Se propone un cambio en la redacción del punto 4, teniendo en cuenta que esta Comisión está elaborando actualmente una Circular de metodología de peajes de gas dentro del ámbito de sus competencias.

Además en el punto 5, donde se determina las horas equivalentes de funcionamiento del parque de ciclos combinados (horas_equiv_func), el término pot_neta debería referirse a la potencia instalada de las centrales de ciclo combinado. Se propone pues la siguiente modificación del punto 2.2 del artículo 23:

En el apartado 5 duplicado (corregir a 6), se propone hacer explícito el cálculo del sobreingresos en mercado diario, utilizando además como referencia el ingreso medio que obtiene esta tecnología en el mercado diario:

*“**Anexo III. Metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica**
3. El coste de oportunidad de la disponibilidad se estimará a partir del coste fijo de explotación no recuperado, determinándose éste como la diferencia entre los costes fijos de explotación y los sobreingresos medios obtenidos por las centrales de ciclo combinado en los diferentes segmentos de mercado eléctrico durante el período de dos años completos previos al momento del cálculo con las liquidaciones disponibles.”*

“4. Los costes fijos de explotación incluirán el término fijo de peaje de gas, así como una estimación de los costes de operación y mantenimiento fijos, expresados en euros por MW y año, ~~de acuerdo a lo siguiente:~~

Se determinará el término fijo de peaje como el valor mediano del término fijo de peajes de los tres últimos años calculados de la siguiente forma:

- Para el término fijo del peaje de conducción se considerará la combinación de peajes anual y mensual que optimiza la facturación correspondiente a los consumos diarios de gas para generación eléctrica peninsular registrado en el año, considerando el peaje 1.3. o peaje que lo sustituya”.

- Los términos fijos de los peajes de regasificación y reserva de capacidad se estimarán utilizando la relación registrada en el año en el sistema peninsular entre el nivel de capacidad contratada y el volumen anual consumido de gas.

Al término de regasificación se le aplicará un coeficiente de peso de gas licuado frente al gas total correspondiente a las entradas del año.

- Para determinar el valor del peaje fijo unitario en euros por MW y año, el importe de los peajes calculado se dividirá entre la potencia de ciclos combinados que se necesitaría utilizar el día de mayor consumo de gas eléctrico del año, de acuerdo a la máxima producción horaria de ciclos combinados registrada ese día”

5. Los sobreingresos medios de cada año considerado se determinarán haciendo una media de los ingresos obtenidos por las centrales de ciclo combinado en el mercado de producción de electricidad, con respecto a su valoración a precio del mercado diario.

[...]

Siendo pot_neta la potencia neta en MW de ~~la instalación de producción~~ **parque instalado de ciclo combinado**”

5-6. Cuando exista una diferencia entre el precio de mercado y el coste variable de generación del ciclo combinado superior a un 20%, se incluirá en el cálculo del sobreingreso un componente que tenga en cuenta la diferencia entre la energía producida valorada a precio de mercado diario y el coste variable de generación estimado a partir de una referencia de coste de gas:

$$Producción_valorada_PMD = \Sigma Energía_producidah * PMDh / \Sigma Energía_producidah * horas_equiv_func$$

Si Producción valorada PMD > 1,2 * CVG* horas equiv func

Entonces, sobreingresos MD = Producción valorada PMD - 1,2 * CVG* horas equiv func

Donde:

- Producción valorada a PMD: importe, expresado en euros por MW y año, de la energía producida por ~~las centrales~~ de ciclo combinado ~~multiplicada el~~ valorada al precio horario del mercado diario.

- Energía_producidah es la energía producida por la central de ciclo combinado en MWh en la hora h.

- sobreingresos MD es el sobreingreso a considerar en euros por MW y año

- El coste variable estimado CVG será el importe, expresado en euros por MW y año, de coste variable de generación, teniendo en cuenta el coste de combustible, un rendimiento tipo, el ~~peaje~~ término variable del peaje de gas de acuerdo con la normativa que lo establezca, el coste correspondiente a los derechos de emisión de acuerdo a su cotización en mercados, así como los costes de peajes de acceso de generación, y los impuestos

especiales y de generación eléctrica y un coste adicional de mantenimiento por horas equivalentes de funcionamiento.”

9 CONSIDERACIONES SOBRE EL MECANISMO DE RETRIBUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (CAPÍTULO VI Y ANEXO V)

A continuación se proponen una serie de mejoras en relación con el mecanismo previsto en la Propuesta.

9.1 Artículo 25. Sobre la retribución regulada de las restricciones técnicas

A efectos de definir la existencia de un entorno competitivo, se propone modificar el apartado 1 del artículo 25, considerando la posible competencia entre diferentes tecnologías y/o entre más de una empresa. En este sentido, se considera que en la actualidad, existe competencia entre diferentes tecnologías¹⁸, y adicionalmente, no se puede afirmar que en el contexto actual, la existencia de dos empresas pueda dar lugar siempre a comportamientos anticompetitivos, dejando tal circunstancia a la supervisión ex-post que venía realizando la CNMC.

Además se considera necesario modificar el punto segundo de este artículo sobre la resolución de restricciones en entornos no competitivos que debiera hacer referencia al punto séptimo del anexo V donde se explica el cálculo de la retribución en situación de monopolio.

En cuanto a la definición de entorno competitivo, el operador del sistema afirma en sus alegaciones que *“la existencia de un entorno competitivo o no, no puede establecerse a priori, sino que dependerá de las condiciones concretas de la programación de la generación”*. Por tanto, teniendo en cuenta el impacto en la retribución de las instalaciones que puede tener la determinación de una zona como competitiva o no, el operador del sistema debería definir diariamente las centrales que han resultado programadas por restricciones técnicas en un entorno no competitivo, aplicando sólo en tales casos la retribución regulada.

¹⁸ Propuesta de la CNE de 15 de abril de 2010, en la que la CNE proponía definir el entorno no competitivo como *“como aquél en el que las centrales de la misma tecnología que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan como máximo a uno o dos titulares”*, haciendo referencia en aquel momento a la existencia de centrales de fuel con costes variables de producción muy superiores a los del resto de las tecnologías de generación térmica.

En este sentido, no se debería considerar entorno competitivo en un momento dado, aquel donde habiendo 2 centrales de diferentes empresas, se requiere simultáneamente la programación de ambas en el proceso de restricciones.

Se propone la siguiente redacción:

Artículo 25. Mecanismo de retribución de restricciones técnicas.

[...]

A estos efectos, se define la existencia de un entorno no competitivo como aquel en el que las centrales ~~de la misma tecnología~~ que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan todas ellas ~~como máximo a una o dos empresas o grupos empresariales.~~ **El Operador del Sistema deberá definir diariamente que centrales han sido programadas por restricciones técnicas en un entorno no competitivo**

[...]

“Para ello, se tendrán en cuenta **el cálculo de la retribución del servicio en un entorno no competitivo** ~~las ofertas complejas definidas de acuerdo al punto cuarto del~~ definido en apartado séptimo del Anexo V del presente Real Decreto

[...]”.

9.2 Anexo V. Sobre el procedimiento de resolución de restricciones técnicas

Se considera más adecuado reemplazar a lo largo del anexo la expresión “en régimen de monopolio” por “entornos no competitivos”, por consistencia con lo establecido en el artículo 25.

Dado que el Anexo V de la propuesta sustituye al Anexo II del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, es necesario que exista un mandato expreso en la DA cuarta de la propuesta para que el OS realice una revisión de procedimientos de operación que permita su aplicación práctica.

“Disposición adicional cuarta.

[...]

El operador del sistema realizará una propuesta de modificación de los procedimientos de operación para la adaptación de los vigentes a lo establecido en el Capítulo VI de este real decreto”.

Se propone la siguiente modificación de redacción del apartado Tercero del Anexo V para hacerla compatible con el procedimiento de operación 3.2 vigente y aclarar el carácter potestativo de las ofertas de bombeo, como se indica en el propio apartado Cuarto del Anexo V:

Tercero. Unidades que participan en el proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento.

“En la segunda fase del proceso participarán las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el programa diario base de funcionamiento, excepto las que

*representen importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y **con carácter potestativo** las unidades de adquisición correspondientes a unidades de bombeo.”*

El apartado cuarto de dicho anexo V, define en el párrafo cuarto de su punto 1 la forma que deben tener las ofertas complejas. Se propone contemplar correctamente los cambios de funcionamiento en ciclos combinados de doble eje en las ofertas complejas, mediante un nuevo término c) similar al término a), y aclarando que los arranques pueden ser de una de las dos turbinas de gas:

*“No obstante lo anterior, las unidades de producción que representan centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas cuando ~~no hubiesen resultado despachadas~~ **tengan programa nulo en el programa diario base de funcionamiento a excepción de los tres primeros periodos del día a modo de rampa de parada o sean capaces de cambiar su modo de funcionamiento.** Dichas ofertas complejas constarán de ~~cuatro~~ **cinco** términos:*

a) ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.

b) ingresos por unidad de energía producida.

c) Ingresos por cambio de modo de funcionamiento

*e) d) ingresos por arranque frío **para cada modo de funcionamiento.***

*e) e) ingresos por arranque caliente **para cada modo de funcionamiento.***

A estos efectos, se entenderá por arranque caliente el realizado en menos de cinco horas después de la última hora con programa asignado a un modo de funcionamiento específico, y se considerará arranque frío cualquier arranque que no cumpla tal condición. Igualmente, se entenderá que una unidad permanece acoplada cuando su producción es superior a cero o igual a su mínimo técnico en dicha hora.”

En el apartado 5 se establece que se deberá elegir la alternativa que cumpla con los criterios de seguridad, adoptando la de menor coste para el sistema. Se propone realizar una precisión en la redacción de este apartado a efectos de despejar cualquier duda sobre el encaje de la propuesta realizada por la CNE en su informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero 2013, de 16 de mayo de 2013, en relación con la consideración de los ingresos procedentes de la fase 2 de restricciones técnicas, a efectos de desincentivar el despacho en el mercado diario por debajo del mínimo técnico de las instalaciones,

*1. El operador del sistema determinará las modificaciones que deben realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento estrictamente necesarias para cumplir los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. En el caso de que existan varias alternativas de modificación técnicamente equivalentes, se adoptará la de menor coste para el sistema **considerando el proceso de resolución de restricciones técnicas en su conjunto.***

En el punto 1 del apartado séptimo de Anexo V, resultaría más lógico establecer una retribución que considerase un término de arranque como un importe diario a reconocer cuando efectivamente se haya producido tal arranque, y un término variable por MWh generado.

En el apartado Séptimo, letra c, no se identifica qué producto del NBP es la referencia a considerar (*day ahead, within-day, etc*). Por consistencia con el propuesto para el carbón, debería ser la referencia a plazo. No obstante, si existiese un mercado organizado de gas en España con suficiente liquidez, la referencia debería ser la cotización del producto en dicho mercado, dado que un generador podría comprar o vender el gas necesario para que su central participe en el mecanismo de resolución de restricciones técnicas a dicho precio.

Este apartado séptimo debería contemplar también la recuperación de otros costes variables de producción tales como los impuestos introducidos recientemente a la generación y a los combustibles utilizados.

Así se propone modificar el párrafo el siguiente párrafo:

*“El parámetro P11 se calculará considerando el coste del arranque, retribuido de forma sistemática sólo si efectivamente tiene lugar dicho arranque, así como los demás costes asociados a la necesidad de completar programa en mercados posteriores. **Se determinará como cociente entre un coste de arranque Q expresado en MWh dependiente de la tecnología y tipo de arranque (frío, templado o caliente) multiplicado por el precio del combustible (€/MWh), y la energía programada por restricciones:** $P11 = Q * P_{comb} / E_{estr}$ ”*

El parámetro Pt2 se retribuirá de acuerdo a la siguiente fórmula:

*$Imp_{prod} * [(P_{comb} + Imp_{esp} + P_{trans} + P_{coz}) / \eta + POyM + \text{peaje}]$*

Donde

Imp_esp es el impuesto especial establecidos para el gas natural y el carbón (2.34 €/MWh) y fuel (1.08 €/MWh)

Imp_prod es el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (7%)”

En el punto 1.b del apartado séptimo de dicho anexo V, habría que especificar que dicha retribución vinculada al Real Decreto 134/2010 aplica sólo a aquellas centrales de carbón nacional que está sometidas al amparo de dicho Real Decreto y mientras esté vigente el período de aplicación de dicho mecanismo.

Séptimo. *Cálculo de la retribución del servicio aplicable a la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas en régimen de monopolio.*

[...]

b) En el caso de ~~las centrales de carbón nacional a las que hace referencia el anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, se tomará como referencia el considerado en la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro establecido en el mencionado real decreto. el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.~~

En cuanto a la financiación de los costes originado por el mecanismo de restricciones, el apartado noveno de dicho Anexo V establece que deben ser sufragados por las unidades

de adquisición de acuerdo a sus desvíos. En tanto que la necesidad de su programación es debida las congestiones que generaría en la red de transporte y distribución el programa base de funcionamiento, y es por tanto, independiente de la casuística asociada a los desvíos de los agentes, sus costes deben ser sufragados en proporción a los consumos de los comercializadores y consumidores directos a mercado. Se propone pues el siguiente cambio:

Noveno. *Asignación y liquidación de los costes derivados del proceso.*

La liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los apartados quinto y sexto.

Los costes debidos a las modificaciones de programa realizadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas serán sufragados por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus desvíos medidos en el período de programación correspondiente respecto al programa previsto a sus consumos medidos en el período de programación correspondiente.

9.3 Anexo V. Sobre la resolución de restricciones tras el primer mercado intradiario

Las Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity de ACER contemplan la existencia de un mercado intradiario más próximo al tiempo real. En esta situación resulta necesario eliminar las restricciones técnicas del mercado intradiario, dado que no se dispondrá del tiempo necesario para dicho proceso, resolviéndose las escasas restricciones técnicas que pudieran existir en tiempo real. Adicionalmente, el operador del sistema ha indicado en sus alegaciones que, con la aplicación de limitaciones de programa por seguridad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, se minimiza la existencia de restricciones técnicas en el mercado intradiario, por lo que este proceso de solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario se aplica con muy baja frecuencia en la actualidad.

Se propone pues eliminar este mecanismo, lo que implica eliminar el apartado undécimo del Anexo V y modificar el contenido del apartado Duodécimo del mismo.

~~*Undécimo. Restricciones en el mercado intradiario*~~

~~*“Las restricciones técnicas que se originen como consecuencia de la casación en el mercado intradiario serán resueltas por el operador del sistema seleccionando la retirada de la casación del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones identificadas y de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el reequilibrio de la producción y la demanda, en ambos casos sobre la base del orden de precedencia económica del mercado intradiario comunicada por el operador del mercado.”*~~

~~*Duodécimo. Otras restricciones*~~

~~*“Las restricciones e incidencias técnicas que se produzcan tras el cierre del mercado intradiario la resolución de las restricciones técnicas del PDBF se resolverán en los términos establecidos para dichas situaciones en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.*~~

Los procedimientos de operación del sistema podrán, igualmente, establecer cuantas normas de carácter técnico e instrumental sean necesarias para la ejecución de lo dispuesto en este anexo.”

9.4 Anexo V. Sobre la integración de las ofertas de restricciones en el primer intradiario

Se propone eliminar la integración de las ofertas de restricciones técnicas en el mercado intradiario propuesta en el punto 8.6 del Anexo V.

El texto deja al OS como responsable de la integración en el primer intradiario de las ofertas presentadas en el mecanismo de restricciones técnicas, lo que supone un cambio relevante con respecto al diseño actual de los mercados de operación, en los que son siempre los agentes quien libremente toman sus decisiones de funcionar a partir del resultado económico de dichos mercados.

Por otra parte, si las ofertas fueran precio-aceptantes, podrían producir una distorsión del nivel de precios de los mercados, y en caso contrario, se correría el riesgo de no conseguir casar las centrales en el segmento intradiario.

Cabría pensar como opción más razonable y en línea con el funcionamiento actual de la reserva de potencia a subir, que fueran los propios agentes los que se vieran obligados a ofertar esa energía en los mercados intradiarios. Si bien esta opción puede presentar ciertas ventajas al hacer más competitivo el recuadro de estas energías, presentaría a su vez ciertos inconvenientes: no posibilitaría la publicación de un PDVP equilibrado tras la solución de las restricciones técnicas al PDBF, y podría incentivar una sobreestimación de la generación no gestionable en el programa base de funcionamiento (PDBF) con objeto de reducir programa en los intradiarios. Habría que considerar además la conveniencia y problemática que supondría el acercamiento de la introducción de estas energías al tiempo real.

Puesto que no hay ninguna motivación técnica ni económica que haga preciso modificar urgentemente el mecanismo actual se propone valorar las alternativas existentes en los grupos de trabajo a los que hace referencia el apartado 10.2 de este informe, antes de llevar a cabo el cambio introducido en la Propuesta.

Anexo V. Octavo.

~~6. Sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados anteriores, el operador del sistema valorará la integración de las ofertas por cada una de las citadas modificaciones de programa en el primer mercado intradiario que se celebre con posterioridad, percibiendo cada una de ellas el precio de dicho mercado.~~

10 OTRAS CONSIDERACIONES

10.1 Disposición adicional primera. Sobre el cierre de energía en el mercado

Con fecha 7 de marzo de 2012, el Consejo de la CNE aprobó su Informe 2/2012, sobre el “sistema energético español”, en cuya parte III propuso, entre otras medidas, la regulación del descuadre en el cierre de la energía en el mercado al suponer la situación actual un sobre coste importante para el consumidor.

En la disposición adicional primera, se propone la liquidación de la energía consumida por los clientes de las comercializadoras utilizando un coeficiente de pérdidas corregido *ex post* de forma que cuadre en cada hora, la energía producida por los generadores con la energía consumida perfilada en su caso y elevada a barras de central con dicho coeficiente corregido. Esta propuesta, en su redacción actual, introduciría un riesgo adicional en la actividad de comercialización. Se propone pues, considerar como medida definitiva de los comercializadores a efectos de la liquidación, la afectada por los coeficientes de ajuste de pérdidas *ex-ante* publicados por el operador del sistema. Se conseguiría así una reducción significativa del volumen del segmento de cierre, que se seguiría imputando de la forma actual.

Independientemente de que se liquide con la mejor versión del coeficiente de pérdidas disponible el día previo, con objeto de facilitar la previsión de costes en el cálculo de las ofertas que realizan las comercializadoras a sus clientes, de acuerdo con algunas alegaciones recibidas en este sentido, resultaría de interés disponer de la mejor previsión horaria de estos coeficientes correctores para el siguiente año.

Se propone reemplazar el punto 1 de la disposición adicional primera por el siguiente texto:

“1. Con objeto de minimizar la diferencia entre la producción y la demanda perfilada en su caso, y elevada a barras de central, se utilizarán unos coeficientes de pérdidas modificados que se obtendrán multiplicando los coeficientes de pérdidas estándar por un coeficiente de ajuste horario. Se utilizará a tal fin la mejor previsión disponible de estos coeficientes de ajuste del día anterior.

El operador de sistema elaborará y publicará mensualmente su mejor previsión de coeficientes de ajuste horarios para el año siguiente, pudiendo diferenciar estos en función del nivel de tensión y el tipo de perfil de consumo.”

Dado el impacto que tiene esta medida (en torno a 100 M€/año para el consumidor), en el caso de que la aprobación de esta norma se retrasara por el trámite de aprobación de la reforma de la Ley del Sector Eléctrico, convendría que esta disposición fuera incluida en la próxima norma que sea aprobada por el Ministerio.

En el apartado segundo de este artículo se establece que el OS formulará cada cuatro años una propuesta de revisión de los porcentajes de las pérdidas estándares, con objeto

de minimizar las diferencias con las pérdidas reales. La primera propuesta de revisión será enviada al Ministerio antes del 1 de octubre de 2014. Se considera que el OS debería hacer llegar también dicha propuesta a la CNMC, proponiendo la siguiente redacción:

“2. El Operador del Sistema realizará con carácter anual un informe de valoración de las diferencias a que se refiere en el apartado anterior. Cada cuatro años, formulará una propuesta de revisión de los porcentajes de las pérdidas estándares, con objeto de minimizar las diferencias con las pérdidas reales.

La primera propuesta de revisión será enviada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes de 1 de octubre de 2014.”

10.2 Disposición adicional tercera. Sobre la creación de un grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción

La Disposición Adicional Tercera de la propuesta de Real Decreto establece la creación de un grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción de energía eléctrica, con alcance fundamentalmente en los mercados diario e intradiario y en los servicios de ajuste, con el objetivo de realizar un análisis en profundidad de los diferentes aspectos del mercado de producción, así como de su funcionamiento. Este grupo de trabajo estará compuesto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el operador del mercado, el operador del sistema y los sujetos de mercado.

Por otra parte, el Consejo de la CNE, en su sesión de fecha 16 de mayo de 2013, acordó la creación de un Grupo de Trabajo sobre servicios de ajuste, con la participación de los mismos sujetos que constituirán el grupo indicado en el párrafo anterior. Este grupo se lanzó con una consulta a los agentes del sector, cuyas aportaciones están siendo analizadas.

Aunque el origen concreto de ambos grupos de trabajo sea diferente, ambos se suscriben en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, por lo que necesariamente coincidirían en los asuntos a tratar que se abordarían por duplicado, poniendo en riesgo la eficiencia del trabajo y la coherencia de las propuestas resultantes. Por este motivo, la Comisión aportará al grupo una primera propuesta de documento previo con las cuestiones a revisar, tal y como se describe en su tercer párrafo, utilizando las sugerencias recibidas. Asimismo, como se ha señalado anteriormente, se debería analizar en dicho grupo el mecanismo de retribución de las restricciones técnicas.

10.3 Disposición adicional cuarta. Sobre el desarrollo de reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario

En esta disposición se dan mandatos al OM y al OS para que en el plazo de dos meses para actualizar las Reglas y Procedimientos de Operación, considerando en concreto una serie de aspectos relacionados con la integración del MIBEL en el mercado europeo, los criterios establecidos en la propia Propuesta, así como otros aspectos adicionales.

A este respecto, dada la creación de un grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción propuesta en la disposición adicional tercera, y dada la complejidad de algunos de los problemas a resolver en la disposición adicional cuarta, se considera que esta disposición debería abordar únicamente aquellos desarrollos que hayan sido claramente identificados como cuestiones prioritarias, dado que el plazo de 2 meses podría resultar insuficiente. En este sentido, se consideran prioritarios los siguientes trabajos, en línea con lo manifestado por esta Comisión en su Informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero de 2013:

- Los trabajos de implantación del mercado único europeo
- La revisión del mecanismo de reserva de potencia a subir
- Liquidación del mecanismo de restricciones técnicas en tiempo real¹⁹
- La introducción de los mecanismos necesarios para evitar que las centrales resulten casadas en el mercado diario por debajo del mínimo técnico, con el fin de obtener una posición más ventajosa en el proceso de resolución de restricciones técnicas. A estos efectos, se propone considerar la propuesta de mecanismo realizada por la CNE en su Informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero 2013, 16 de mayo de 2013.

¹⁹ El actual marco regulatorio propicia situaciones en las que cuando un grupo es solicitado por restricciones en tiempo real, recibe como ingreso el precio de su oferta de restricciones técnicas en *todas* las horas en que venda su producción en los mercados intradiarios. Esta situación es consecuencia de una regla que pretendía proteger a los grupos generadores que eran solicitados por restricciones en tiempo real, de forma que pudieran ingresar el precio de la oferta en las horas adyacentes a las que eran solicitados, ya que tenían que programar por su cuenta las rampas de acoplamiento y desacoplamiento. Se ha de señalar que sólo en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 8 de julio de 2013, el sobrecoste inducido en el sistema ha ascendido a unos 26 M€. Por ello, se considera que el precio de oferta de restricciones de la energía reprogramada a los grupos generadores en tiempo real por el Operador del Sistema sólo debería aplicar a las horas en que el grupo sea realmente reprogramado por el Operador del Sistema"

En cualquier caso, se considera que las propuestas que realicen el OM y el OS deberían estar coordinadas cuando la medida tenga implicaciones en ambos ámbitos.

Con respecto a las cuestiones incorporadas en esta Disposición, hay aspectos controvertidos que la CNE considera que no procede incorporar en la Propuesta. Se trata de aspectos relacionados con la incorporación por parte del OS en la primera sesión de intradiarios de la energía necesaria para el recuadre tras la resolución de restricciones técnicas, y la introducción en las diferentes sesiones de intradiario de la previsión de desvíos de determinados sujetos. La CNE considera que el OS tiene asignado por Ley el papel de la coordinación técnica del sistema eléctrico con el fin de asegurar la garantía del suministro, que en ningún caso pasa por la “representación de oficio” de los agentes en el mercado intradiario.

Por todo ello, la Comisión considera que se deberían realizar los siguientes cambios en esta Disposición:

Disposición adicional cuarta. Desarrollo de reglas de funcionamiento de mercado diario e intradiario y procedimientos de operación.

En el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, el operador del mercado y el operador del sistema presentarán una propuesta, coordinada en su caso, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo con las modificaciones necesarias de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario y los procedimientos de operación, respectivamente, para revisar y actualizar los diferentes mecanismos existentes y en el procedimiento de liquidaciones, que deberán incorporar de los siguientes aspectos:

[...]

-[...]

~~*-Incorporación de las necesidades de energía para recuadrar las actuaciones técnicas derivadas del procedimiento de restricciones técnicas, en la primera sesión del mercado intradiario.*~~

~~*-Utilización por parte del operador del sistema de las previsiones de desvío de programa de determinados sujetos para la presentación de ofertas de acuerdo a dichos desvíos, en la medida en que sean conocidos, en las horas de cada intradiario.*~~

-Introducción del mecanismo que evite la casación de unidades en el mercado diario por debajo de su mínimo técnico con el objeto de resultar programadas en restricciones técnicas.

10.4 Anexo II. Sobre el cálculo de las potencias bruta y neta de las instalaciones de generación

Con objeto de incluir el valor de la potencia mínima de las instalaciones de producción que es tenido en consideración en la gestión de los mercados de ajuste del sistema, se propone modificar el título del Anexo II y parte del contenido de los apartados 1, 4 y 5 del mismo y además añadir un nuevo apartado 1.f)

El apartado 1.a del Anexo II contempla que para los sistemas aislados la potencia neta resultará de la prueba de fiabilidad del grupo. A este respecto, debe especificarse que el apartado 2 del citado anexo no aplica para las pruebas de fiabilidad de los sistemas aislados (al haberse definido previamente en el apartado 1).

Por otro lado, el apartado 4 del Anexo II señala que en los sistemas aislados el OS, según el resultado de las pruebas, propondrá la potencia bruta y neta. Se considera que debería ser el titular de la instalación quien proponga dichas potencias para su aprobación por la DGPEM, previo informe del OS.

Anexo II. Potencia bruta, neta y mínima de las instalaciones de generación

“1. A todos los efectos, las potencias bruta, neta y mínima de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresarán en MW con un decimal y se definirán, dependiendo de la tecnología utilizada, de la siguiente forma:

[...]

2. La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores deberá calcularse de acuerdo al siguiente protocolo genérico, sin perjuicio de lo establecido para los sistemas eléctricos aislados:

[...]

f) La potencia mínima de cada grupo se define como el valor mínimo de potencia en barras de central que permite un funcionamiento estable de la instalación de producción.

[...]

4. La Dirección General de Política y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará las potencias bruta, neta y mínima de las instalaciones de generación, ~~que cuyos resultados~~ comunicará al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los titulares de las correspondientes instalaciones y, en su caso, a la Comunidad Autónoma competente de la instalación.

En aquellos sistemas en los que la potencia neta se obtenga a partir de las pruebas de fiabilidad, el operador del sistema, en función del resultado de las pruebas, propondrá al órgano competente ~~la~~-los valores de potencia bruta, neta y mínima a aprobar.

5. La Dirección General de Política y Minas tomará razón en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de los valores de potencia bruta, neta y mínima aprobados para cada instalación en la inscripción que corresponda, y, en el caso de aquellas instalaciones inscritas en registros de competencia autonómica, dará traslado al órgano competente de la Comunidad Autónoma para su inscripción”

11 MEJORAS DE REDACCIÓN

- Quinto párrafo de la exposición de motivos:

Sustituir “...de la retribución de la actividad de producción en base a los distintos segmentos mercado...” por “... de la retribución de la actividad de producción sobre la base de los distintos segmentos del mercado...”

- Catorceavo párrafo de la exposición de motivos:

Sustituir: “...con el fin de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del sistema la suficiente potencia firme...” por “...con el fin de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del sistema de la suficiente potencia firme...”

- Como justificación del mecanismo de precios regulados para los supuestos en que las restricciones zonales se resuelven en un entorno no competitivo, la exposición de motivos de la Propuesta de Real Decreto (en su página 4) expresa que “Este contexto, ha posibilitado en los últimos años el abuso de posición de dominio para la obtención de una renta extraordinaria...” Se aconseja sustituir esta expresión por la siguiente: “Este contexto, podría haber posibilitado en los últimos años el abuso de posición de dominio para la obtención de una renta extraordinaria...”

- Artículo 7.2. Puesto que el concepto de “régimen” desaparece en la situación actual, donde dice “el valor del coeficiente de firmeza aplicable al régimen y tecnología” debería decir “el valor del coeficiente de firmeza aplicable a la tecnología”.

- En el Artículo 14, “se asigna al a Red Eléctrica de España”.

- En el Artículo 15 habría que reenumerar el apartado d como c.

- Artículo 18.2:

Sustituir “...Este servicio tiene carácter anual, determinando la presente Orden el derecho a participar en el mismo ...” por “ ...Este servicio tiene carácter anual, determinando la presente Real Decreto el derecho a participar en el mismo ...”.

- Artículo 24.2.
Puesto que la figura del agente externo desapareció de la normativa hace varios años, deben eliminarse las dos referencias a agente externo en la definición de los términos PC(c,m) y Dbc(c,m).

- Artículo 24.4:

Sustituir “A efectos de la determinación del pago del pago del servicio de disponibilidad...” por “A efectos de la determinación del pago del servicio de disponibilidad...”.

- Artículo 24.6.

Donde dice “tendrá la consideración de ingresos liquidables” debería decir “tendrá la consideración de ingresos o costes liquidables”.

- En la Disposición Adicional segunda, “los desvío de correspondientes”.

- Cuarto párrafo del punto 1.a) del Anexo II:

Sustituir “La prueba de fiabilidad consistirá en mantener a al grupo térmico...” por “La prueba de fiabilidad consistirá en mantener al grupo térmico...”

- Punto 1 a) del Anexo II:

Donde dice *“En aquellos sistemas eléctricos aislados”* debería decir *“En aquellos sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares”*.

- Apartado 1 del Anexo II:

Suprimir la letra e)

- Apartado 2 del Anexo II, se pasa del apartado h) al apartado g).
- En el Anexo III se refiere al “gas eléctrico”, se propone sustituirlo por el “consumo de gas en generación eléctrica”, entendiendo que se refiere a este.
- Punto 6 del Anexo IV:
Donde dice *“Unidades de generación reversibles”* debería decir *“Unidades de generación de bombeo”*.
- Punto 7 del Anexo IV
Donde dice *“Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial”* debería decir *“Unidades de Producción de Energía Eléctrica”*.
- En la página 13 de la memoria, se calcula el impacto del servicio de disponibilidad en 23 millones de euros pero dicha cuantía no coincide con los datos a partir de los cuáles se deriva (210 y 192 millones de euros).