



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 21/2013 DE LA CNE SOBRE
EL PROYECTO DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE REGULA LA
ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL
PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN
LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
LOS TERRITORIOS NO
PENINSULARES**

10 de septiembre de 2013

ÍNDICE

1	Objeto.....	4
2	Antecedentes	5
3	Resumen y Conclusiones.....	6
4	Consideraciones GENERALES.....	15
4.1	Sobre el grado de envejecimiento del parque generador	15
4.2	Sobre las nuevas funciones de REE	18
4.3	Sobre la tasa de retribución.....	21
4.4	Sobre los posibles mecanismos regulatorios a incorporar	21
4.4.1	Planificación de nuevas infraestructuras.....	23
4.4.2	Integración del sistema Mallorca – Menorca en el MIBEL	25
4.4.3	Despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en los sistemas no peninsulares y no integrados en el MIBEL	28
4.4.4	Contratación bilateral física.....	30
4.4.5	Adquisición de energía en el despacho de costes variables.....	31
4.4.6	Establecimiento de costes estándar eficientes para las instalaciones existentes	32
4.4.7	Establecimiento de incentivos económicos (positivos y negativos) al operador del sistema	32
4.5	Sobre la necesidad de completar la regulación.....	34
4.6	Consideración final.....	35
5	Consideraciones al articulado	36
5.1	Título I. Objeto y ámbito de aplicación.....	36
5.1.1	Objeto (artículo 1)	36
5.1.2	Integración del sistema Mallorca-Menorca en MIBEL (artículo 3.4).....	37
5.2	Título II. Régimen económico y administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica	38
5.2.1	Planificación, cobertura y concursos de nueva capacidad (artículos 4, 5, 6 y 10)	38
5.2.2	Régimen administrativo (artículo 7)	40
5.2.3	Régimen económico para las instalaciones con generación eléctrica gestionable (artículo 8).....	41

5.2.4	Régimen económico para las instalaciones con generación eléctrica no gestionable (artículo 9).....	43
5.2.5	Instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (artículo 11).....	44
5.3	Título III. Régimen retributivo para las instalaciones <i>no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre</i> hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás y residuos	44
5.3.1	Régimen retributivo (Artículos 12, 13, 14, 15, 16, 19 y 21 del Título III)	44
5.3.2	Corrección de la fórmula del coste horario fijo	44
5.3.3	Modificaciones en el método de cálculo de la anualidad del coste por inversión	45
5.3.4	Mejorar la definición de los parámetros (Artículo 16, anexo VI).....	47
5.3.5	Órdenes de arranque (artículo 18).....	48
5.3.6	Actualización de los componentes del coste variable de generación a efectos tanto de liquidación como de despacho de acuerdo con las pruebas de rendimiento (artículos 19 y 20).....	49
5.3.7	Cálculo de los precios de combustible (artículo 21).....	51
5.3.8	Procedimiento de subasta para el suministro de combustible (artículo 22) ...	52
5.3.9	Precios de referencia de combustibles (artículo 23)	58
5.4	Título IV. Procedimiento de despacho y liquidación de la generación.....	59
5.4.1	Definición de despacho de la producción	59
5.4.2	Costes variables de generación a efectos de despacho (artículo 25).....	63
5.4.3	Funciones del operador del sistema respecto al despacho de generación (artículo 26)	63
5.4.4	Procedimiento de despacho de la generación (artículo 28).....	64
5.4.5	Cálculo del coste horario de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (artículo 29).....	64
5.5	Disposiciones adicionales y transitorias	64
5.5.1	Mandatos a la CNMC (Disposición adicional primera).....	64
5.5.2	Adaptación de los POs a la nueva regulación (Disposición adicional segunda)	65
5.5.3	Remisión de informes (Disposición adicional tercera)	65



5.5.4	Determinación de la tasa de retribución para el sexenio 2014-2020 (Disposición Transitoria cuarta).....	65
5.5.5	Publicaciones oficiales.....	66
5.6	ANEXOS	66
5.6.1	Índices de actualización (Anexo VII).....	66
5.6.2	Combustibles empleados y referencias (Anexo XIII)	67
6	Mejoras de redacción y erratas	68

INFORME 21/2013 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

De acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria tercera 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.Tercero.1. Primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en virtud de su disposición transitoria segunda, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 10 de septiembre de 2013, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

Este documento tiene por objeto informar del Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en adelante el Proyecto). De acuerdo con la exposición de motivos, el Proyecto se enmarca en el ámbito de la reforma estructural del sector eléctrico incluida en la Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España, aprobadas por el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013.

A su vez, el Proyecto desarrolla algunos de los instrumentos articulados en el *Proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, actualmente en tramitación en el Senado. El objetivo principal que motiva las modificaciones propuestas al actual marco regulatorio, según la exposición de motivos, es garantizar una mayor eficiencia técnica y económica en el conjunto de los Sistemas Eléctricos en Territorios no Peninsulares (SNP).

La estructura de este documento es la siguiente: en la sección 2 se describen brevemente los Antecedentes; en la sección 3 se presentan el resumen y las conclusiones alcanzadas por esta Comisión en el análisis del Proyecto. La sección 4 recoge las consideraciones efectuadas al Proyecto incluyendo, en algunos casos, propuestas de redacción al articulado del mismo. Esta sección se organiza según el articulado del Proyecto. La sección 5 señala mejoras de redacción y erratas detectadas en el texto remitido. Por

último, el Anexo recoge las alegaciones remitidas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (CCE).

2 ANTECEDENTES

Con fecha 18 de julio de 2013 ha tenido entrada en esta Comisión oficio de la Secretaria de Estado de Energía (SEE) solicitando informe preceptivo al Proyecto de Real Decreto de referencia, en los plazos previstos en el artículo 6 del Reglamento de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el procedimiento de tramitación de urgencia.

Esta Comisión considera que el plazo para informar el Proyecto es insuficiente, teniendo en cuenta la importancia normativa y la relación con otras propuestas reglamentarias también remitidas para informe coincidentes en el tiempo. La falta de plazo es particularmente relevante para la elaboración de las alegaciones por parte de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Con fecha 18 de julio de 2013 el Proyecto fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Se han recibido las alegaciones que se adjuntan como Anexo al presente informe.

Con fecha 23 de julio de 2013 ha tenido entrada en el Senado el *Proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, tras su aprobación por la Comisión de Industria, Energía y Turismo del Congreso de los Diputados. El plazo para presentar enmiendas al referido proyecto de Ley termina el 12 de septiembre de 2013. Por tanto, la norma legislativa de rango superior, cuyos instrumentos se desarrollan mediante el presente Proyecto, en el momento de la redacción del este informe sigue en fase de discusión y todavía no ha entrado en vigor.

A su vez, se señala que el presente Proyecto da cumplimiento a los mandatos establecidos en 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* y por el *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*.

Por último, el Consejo de la CNE ha aprobado recientemente dos informes que contienen recomendaciones para mejorar la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos no peninsulares:

- Informe 16/2013, de 31 de julio, sobre el "*Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico*"
- Informe 2/2012, de 7 de marzo, sobre el "*Sector Energético Español*".

3 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones que se presentan en este informe, cabe concluir:

1. Se considera que con el trámite de urgencia con el que se plantea la consulta al Consejo Consultivo de Electricidad, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varios reales decretos y órdenes, no se garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados.
2. Teniendo en cuenta que el Proyecto, objeto del presente informe, desarrolla instrumentos del citado *Proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, y el “*Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico*” y que ninguno de los dos está aún en vigor, existe cierto grado de incertidumbre acerca de los detalles regulatorios que resulten aprobados y consecuentemente en su desarrollo mediante el Proyecto.
3. El parque de generación existente en los sistemas no peninsulares está basado fundamentalmente en hidrocarburos líquidos y su edad media es relativamente elevada, por lo que se precisa atraer nuevas inversiones, incluyendo a las nuevas instalaciones de generación renovable, y al mismo tiempo, que se mantengan operativas las instalaciones existentes.
4. El Proyecto otorga al Operador del Sistema (OS) nuevas funciones; además de las ya asignadas en la regulación actual en relación con la gestión del despacho, su liquidación económica, los análisis de seguridad, etc., se le atribuye la elaboración de decisivos informes de cobertura que determinan la potencia necesaria por encima de la cual no se pueden autorizar nuevas instalaciones, y bajo la cual se pueden convocar concursos, o la realización de los informes individuales técnico-económicos para evaluar las nuevas instalaciones que pretendan obtener la *resolución de compatibilidad* por la DGPEyM, previo informe de la CNMC, lo que les da derecho a la retribución primada.

Con carácter previo, se pone de manifiesto que la insularidad invita a que, por razones de seguridad de suministro, se establezcan diseños específicos sobre la explotación del bombeo, amparados en la normativa comunitaria.

Sin embargo, las siguientes funciones del OS podrían dar lugar a un posible conflicto de intereses: los informes de cobertura y la determinación de la potencia necesaria; la planificación de las nuevas infraestructuras de red alternativas a la generación, la convocatoria de concursos de nueva capacidad, la evaluación técnico-económica de nuevas instalaciones de generación competidoras, las propuestas de nuevos Procedimientos de Operación (POs) o sus modificaciones que introducen requisitos a la generación, el despacho de las instalaciones para suministrar servicios de ajuste a las instalaciones de bombeo, así como la liquidación de la energía y de los servicios de ajuste.

En relación con ello, esta Comisión advierte que el presente Informe está referido exclusivamente al contenido de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, el mismo se presenta con conocimiento y abstracción del contenido del artículo 5 del *proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, que actualmente se tramita en el Senado.

5. En cuanto a la tasa de retribución aplicable a la inversión neta reconocida se establecen las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 200 puntos básicos. La CNE se ha pronunciado ya en su Informe sobre el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, aprobado el 31 de julio de 2013, en el sentido de que la metodología para cuantificar el mencionado diferencial debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia establecido específicamente para la actividad de generación eléctrica en las instalaciones de generación existentes en los sistemas aislados españoles y el rendimiento de dichas Obligaciones. Por ello, se considera que antes del inicio de cada periodo regulatorio de 6 años, y dentro de la revisión de los parámetros de retribución, debería incluirse el cálculo del WACC de referencia de la generación de energía eléctrica.
6. Con el fin de minimizar los sobrecostes de generación en estos territorios, esta Comisión considera que existen una serie de campos de actuación que podrían ser adecuadamente contemplados en el presente Proyecto, así como mejorar otros que ya se contemplan, de forma que se establecieran las bases¹ para una liberalización progresiva que active el flujo inversor en estos territorios, y con ello, una mejora de la eficiencia económica en el corto, medio y largo plazo.

Con fecha 31 de julio de 2013 la Comisión aprobó su referido Informe 16/2013 al “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, y con respecto al artículo al artículo 10 sobre “*Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*” propuso incluir las medidas regulatorias siguientes:

1) *La planificación de infraestructuras basada en criterios de análisis coste/beneficio y cuyos presupuestos sirvan de referencia para fijar la retribución de las mismas, de forma que las diferencias entre el coste final y el presupuestado se reparta entre el sujeto promotor de la infraestructura y el consumidor.*

¹ La CNE con ocasión de su Informe 7/2003, de 12 de junio, a la *Propuesta de real decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, que luego fuera el RD 1747/2003, de 19 de diciembre, consideró que la propuesta era “*insuficiente en lo que se refiere a las instalaciones nuevas. En la propuesta no se sientan las bases para el posible desarrollo futuro de la competencia ... Con ello, se puede estar dificultando la entrada de nuevos agentes, lo que va en perjuicio de los consumidores en general, que pueden ver en el futuro incrementada la compensación*”.

- 2) *El establecimiento de costes estándares a las instalaciones de producción con criterio de empresa sin riesgo, eficiente y bien gestionada. En su caso, se podrán desarrollar subastas de capacidad, cuyo resultado constituirá el coste estándar de las ofertas adjudicadas.*
- 3) *El fomento de energías renovables cuando técnicamente sean asumibles en el sistema y sus costes reduzcan el sobre coste en el sistema no peninsular.*
- 4) *La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial superior al 20% de la demanda punta en el sistema no peninsular. Las instalaciones de producción existentes podrán ser programadas a precio regulado.*
- 5) *En el caso de que esta integración no sea posible, se establecerá un despacho de costes variables. A estos efectos, las instalaciones de producción comunicarán al operador del sistema sus costes variables estándares o auditados, según corresponda, con la misma antelación y para los mismos periodos de programación que los de los mercados diario e intradiario. Las nuevas instalaciones serán retribuidas a partir del coste marginal del sistema.*
- 6) *El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el sobre coste de generación en estos sistemas respecto al coste de despacho económico.*
- 7) *La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular la demanda en función del coste medio horario de generación de cada sistema”.*

En este sentido la CNE propone incorporar o desarrollar estos aspectos en el Proyecto de real decreto que se informa:

a. La planificación de nuevas infraestructuras

La progresiva obsolescencia del parque de generación y su necesaria reposición requiere señales claras para atraer inversiones empresariales con costes más reducidos. La CNE plantea principalmente dos áreas de actuación: por un lado, la armonización de la planificación eléctrica y gasista, y por otro, el establecimiento de mecanismos para promover la conexión de nueva generación convencional y renovable.

En los SNP se justifica de forma particular la utilización de mecanismos extraordinarios para la simplificación y agilización del proceso de autorización de las infraestructuras eléctricas necesarias, así como el refuerzo de las señales económicas para: 1) reforzar la estructura de la red de transporte, imprescindible para lograr una integración segura de un volumen creciente de generación renovable concentrada, y 2) minimizar el mayor coste de operación de la red de distribución al afrontar un aporte considerable de generación renovable distribuida.

A estos efectos se comparte con el Proyecto que la nueva capacidad de generación necesaria debe resultar del análisis efectuado en la planificación, y que

su adjudicación ha de responder bien a la libre iniciativa empresarial o bien a concursos de nueva capacidad. Asimismo, la regulación general de las energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los residuos, así como el fomento del autoconsumo, pueden contribuir a estos objetivos. Adicionalmente, los concursos de nueva capacidad renovable previstos para estos territorios (u otros) también son aceptables.

Por último, y como consecuencia de la penetración de renovables no gestionables, debe analizarse en la planificación la conveniencia o no de abordar proyectos de interconexión submarina entre islas e instalaciones de bombeo, dados los elevados costes de estas instalaciones, en tanto se encuentren operativos los actuales grupos de generación que pueden servir como respaldo o “*back up*”, para permitir la penetración de una gran cantidad de fuentes de energía renovables, sin incrementar los costes. Adicionalmente, también cabría la posibilidad de analizar la utilización de los vertidos de las instalaciones renovables (en su caso, con la consiguiente compensación económica) para incrementar aún más la cuota de renovables frente a la alternativa, en principio más costosa, de instalar bombes.

Debe subrayarse que el carácter invariablemente singular de bombes e interconexiones submarinas exige el refuerzo de la cautela regulatoria en el análisis coste-beneficio de dichas instalaciones; el presupuesto que sirva de referencia para emitir la correspondiente autorización debiera revestir carácter vinculante, y se recomienda que posibles desvíos ulteriores respecto al mismo sean soportados por el adjudicatario en una proporción predeterminada, no recayendo la totalidad de los mismos sobre el consumidor final.

b. La integración del sistema Mallorca – Menorca en el MIBEL

Actualmente la capacidad técnica del cable existente entre la península y Mallorca de 400 MW, representa el 38% de la actual punta de demanda en el sistema Mallorca-Menorca, aunque solo se opera con una capacidad comercial media algo superior al 20%. El OS opera el enlace de acuerdo con el criterio N-1.

La experiencia que se ha vivido respecto a la interconexión con Portugal es muy ilustrativa, dado que con una capacidad de interconexión de Portugal con España alrededor del 20% de la punta de demanda portuguesa, cuando se inició el mercado ibérico en julio de 2007 el acoplamiento de los precios entre los dos países no superaba el 20% de las horas, y sin embargo, dos años después este acoplamiento se elevó hasta el 80%, sin que se incrementara la capacidad de la interconexión. La existencia de un precio más elevado en Portugal supuso un incentivo para instalar nueva generación en esa zona.

En este sentido, se propone que de forma inmediata se trate de aumentar la capacidad comercial del cable entre la península y el sistema de Mallorca-Menorca. Para no disminuir la garantía de suministro, puede aumentarse la reserva rodante en dicho sistema. Con ello se estima que se duplicaría un ahorro anual en costes de combustible (se llegarían a ahorrar 80 M€).

Por otro lado, considerando la propuesta de la CNE con ocasión del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, debe incluirse en el Proyecto la condición de que las interconexiones entre los sistemas no peninsulares y peninsulares con capacidad comercial superior al 20% deben integrarse en el mercado de producción del MIBEL, lo que debe ser regulado en detalle mediante Orden ministerial. La integración en MIBEL se plantea con separación de precios o “*market splitting*”, de forma similar al mecanismo existente entre España y Portugal, en los momentos en que la interconexión se sature. Con ello aflorarían dos zonas de precio, lo que constituye una señal inequívoca para que la nueva generación se instale en la zona balear de mayor precio, lo que vendría a desplazar a centrales existentes de coste variable superior.

Por su parte, las centrales existentes en el sistema Mallorca-Menorca participarían en el MIBEL con sus costes variables estándar, de la misma forma a como lo hacen las centrales sometidas al sistema de restricciones por garantía de suministro.

c. El despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en los sistemas no peninsulares y no integrados en el MIBEL

La operación del sistema la realiza el OS conforme al despacho de la generación basado en costes variables estándares que está regulado en el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo. El Proyecto mantiene y mejora dicho despacho y entre otros, ajusta los estándares de rendimiento, incorpora a las nuevas instalaciones adjudicadas mediante subastas, etc.

No obstante, para mejorar la transparencia y atraer a nuevos operadores a estos sistemas (adicionales a las subastas), se podrían introducir mejoras en el despacho que está previsto en el Proyecto.

La existencia de tecnologías eficientes escalables (como los modernos grupos diesel, la cogeneración o los ciclos combinados de pequeño tamaño), ofrecen la posibilidad de introducir una cierta competencia en la generación gestionable en los sistemas no peninsulares y no integrados en el MIBEL. Para ello, es necesario que en el despacho de cada sistema se obtenga en cada hora un precio transparente, coincidente con el coste variable de la central marginal necesaria para satisfacer la demanda, de forma que constituya un incentivo para que las nuevas instalaciones tengan la oportunidad de desplazar a instalaciones existentes menos eficientes.

Actualmente el despacho económico se basa en costes variables estándares. Sin embargo, no determina en cada hora un precio marginal. Partiendo de dicho despacho, se propone modificar su definición para que los nuevos generadores (así como las instalaciones existentes amortizadas) puedan participar en el mismo realizando ofertas de venta que respondan a sus costes variables medios semanales, y que éstos sean auditados e incorporados en el mecanismo de

contabilidad regulatoria². La realización de ofertas al despacho tendría el mismo formato y la misma periodificación que la del mercado diario e intradiario.

Las instalaciones nuevas (y las existentes amortizadas) percibirían el precio marginal horario del despacho (coste variable declarado o estándar correspondiente al grupo marginal), más en su caso, la retribución de la garantía de potencia, y de los servicios complementarios que también en su caso puedan proporcionar. Por su parte, las centrales nuevas adjudicadas mediante subastas de capacidad participarían igualmente en el despacho con su coste variable auditado.

Por su parte, las instalaciones existentes no amortizadas serían despachadas por el OS según sus costes variables estándar.

Por último, las instalaciones que utilicen fuentes renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los residuos, serían retribuidas según su regulación general que corresponda, y participarían en el despacho de la misma forma a como lo hacen en el mercado.

Este sistema de retribución permitiría la recuperación de los costes totales de los generadores, dando una señal económica correcta a los nuevos entrantes: cuando hay déficit de oferta en un sistema, los precios marginales elevados atraen nuevas inversiones al poder desplazar el funcionamiento de instalaciones poco eficientes, proporcionando una mejora de la eficiencia económica que reduciría a su vez las compensaciones.

En apartado 5 de este informe se realizan observaciones de detalle al articulado que tienen en cuenta la alternativa descrita en este apartado, en relación a la implantación de un despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en el que se obtiene un precio horario marginal.

d. La contratación bilateral física

Se recomienda que la regulación permita que las instalaciones de producción puedan formalizar contratos bilaterales físicos a medio y largo plazo con consumidores o con comercializadores, con el fin de facilitar la entrada tanto de nuevos productores como de nuevos comercializadores.

Para el desarrollo efectivo de esta modalidad de contratación, es necesario regular algunos aspectos, fundamentalmente de supervisión, control y seguimiento, para prevenir, entre otros, problemas que puedan surgir de la posición dominante del incumbente en la actividad de generación.

e. La adquisición de energía en el despacho de costes variables

² Desde hace tiempo llevan funcionando despachos de costes variables auditados en sistemas aislados (o casi aislados) como los que se regulan en el Proyecto en la Patagonia (Argentina), Bolivia, o en los países de Centro América (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá).

El Proyecto aplica a los consumidores el precio medio final de adquisición de la energía de los consumidores homólogos en la península. Este sistema con precios peninsulares horarios no es económicamente óptimo, ya que es independiente de la evolución de los costes reales incurridos en los sistemas no peninsulares, y por tanto no traslada ninguna señal eficiente al consumidor situado en los sistemas no peninsulares.

Además, teniendo en cuenta que las tarifas de acceso y los futuros precios voluntarios del pequeño consumidor (que comprenderán las tarifas de último recurso) son únicos en todo el territorio nacional, pero que el precio de la energía puede ser diferente para cada consumidor, esta Comisión propone que, con carácter general, los comercializadores y consumidores perciban la señal de precio del sistema no peninsular (coste variable de la central marginal), sin perjuicio de que en nivel medio anual paguen el precio medio peninsular. Se persigue una mayor sensibilización del consumidor ante la complejidad añadida que representa la operación de los SNP, de forma que se puedan obtener eficiencias por la modulación de su demanda. De esta forma, el precio horario que pagaría la demanda ubicada en un SNP determinado, sería:

$$Ph_{demandai} = Ph_i * P_{anual-móvil-penin} / P_{anual-movil-i} + dh_{demandai}$$

Con:

$Ph_{demandai}$ = precio horario final aplicado a la demanda en el sistema no peninsular i

Ph_i = precio horario de la energía en el despacho del sistema no peninsular i (coste variable de la central marginal)

$P_{anual-móvil-penin}$ = precio final anual medio ponderado móvil aplicado a la demanda en el mercado de producción³ (pero, sin coste de desvíos)

$P_{anual-movil-i}$ = precio final anual medio ponderado móvil de la energía en el despacho del sistema no peninsular i

$dh_{demandai}$ = pago por los desvíos horarios de la demanda en el sistema no peninsular i

Este sistema cumpliría el principio general recogido en la Ley del Sector Eléctrico de no discriminación de tarifas y precios a los consumidores por razón de su ubicación geográfica, al tiempo que no discrimina a los comercializadores y consumidores directos de los sistemas aislados respecto a sus homólogos peninsulares respecto al nivel de precio y a la forma de adquisición de la energía. Además, sensibiliza al consumidor, quien recibe una señal eficiente de precio en función del coste de generación horario en cada momento en su sistema aislado.

f. El establecimiento de costes estándar eficientes para las instalaciones existentes

³ Incluye precio de los mercados diario, intradiarios más los costes de los servicios de ajuste y los pagos por capacidad, pero, sin coste de los desvíos.

Para tratar de disminuir la asimetría en la información económica y técnica entre el regulador y los generadores, se debe reiterar la necesidad de la aplicación urgente y periódica de las resoluciones relacionadas en el punto 3 de este apartado de resumen y conclusiones sobre contabilidad regulatoria de costes y sobre las pruebas de rendimiento. Ello es fundamental para la definición, seguimiento y revisión de los costes variables estándares.

Sin perjuicio de lo anterior, en el anexo IX del Proyecto se establecen unos parámetros técnicos algo más ajustados⁴ que los vigentes, que determinan el rendimiento de las centrales existentes a efectos de poder obtener sus costes de combustible.

g. El establecimiento de incentivos económicos (positivos y negativos) al operador del sistema

La CNE ha propuesto en diversas ocasiones que se establezcan incentivos económicos anuales (positivos y negativos) al operador del sistema, con el fin de que manteniendo la calidad del suministro, trate en su gestión de reducir el coste de generación en los sistemas no peninsulares. El coste de generación está relacionado con el consumo específico y con el incremento del mismo como consecuencia de la intervención del OS para garantizar el suministro; mientras que la calidad del suministro, se mide a partir de la energía no suministrada o del tiempo de interrupción, en ambos casos derivados de la generación.

De acuerdo con lo anterior en cada sistema aislado se establecerían dos incentivos para:

- Mejora de la eficiencia: Diferencia entre el valor real y el objetivo establecido para la variable de eficiencia. Se define ésta variable de eficiencia a su vez como la media ponderada anual de las diferencias entre el consumo específico del despacho meramente económico en cada hora (optimización económica según costes variables crecientes, etapa 1) y el consumo específico en esa misma hora del despacho final resultante de la intervención del operador para la gestión de la reserva y la resolución de las restricciones técnicas (etapa 3, según el Proyecto).
- Mejora de la calidad del suministro derivado de la generación y el transporte: Diferencia entre el valor real y el objetivo establecido para la variable de calidad. Se define esta variable bien como el número de interrupciones superiores a tres minutos o bien como el tiempo medio de interrupción anual (en horas) del que es responsable la generación y el transporte (fracción del NIEPI o del TIEPI atribuible a estas actividades).

⁴ Conforme a la memoria del Proyecto se han obtenido a partir de los valores de la Orden ITC 913/2006 y de los propuestos por la CNE (más reducidos) en su Informe 23/2005, de 13 de diciembre.

Los objetivos establecidos anualmente con carácter previo, tendrían carácter de referencias máximas que no deberían ser superadas por la gestión del OS en términos anuales en la explotación real de cada sistema. Las desviaciones al alza o a la baja serían tomadas en consideración en la revisión de la retribución del OS. Inicialmente se podrían establecer como objetivos los resultados reales obtenidos durante el año anterior, si en él no se hubieran producido eventos excepcionales o de fuerza mayor, que en su caso, habría que descartar tanto en el establecimiento del objetivo como en su evaluación. En años sucesivos, y en función de los resultados reales obtenidos, se establecerían nuevos objetivos progresivamente más reducidos. Adicionalmente, se propone establecer complementariamente una penalización a la generación y al transporte por sus fallos fortuitos.

Por último, se considera que los incentivos al OS deberían establecerse conjuntamente con el resto de incentivos al operador del sistema en la propuesta de metodología para el cálculo de su retribución que la CNE está elaborando de acuerdo con el mandato establecido en la Orden IET/221/2013. Todo ello para asignar un peso específico de estos incentivos con respecto conjunto de los mismos (el paquete de incentivos se estima que podría representar alrededor del 10% de la retribución)⁵, y establecer una política común de incentivos.

7. Necesidad de completar la regulación en los sistemas no peninsulares

Por último, es necesario que se complete cuanto antes la regulación en los sistemas aislados. Una característica que se ha venido repitiendo históricamente en la regulación de los sistemas extrapeninsulares es la a menudo postergada y a veces inacabada regulación, lo que no ha logrado reducir la asimetría de información entre el regulador y el titular de las instalaciones de producción. Desde que se aprobó el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, aún hay dos Resoluciones de la DGPEyM que resultan decisivas para la implementación efectiva y eficiente de la regulación de la generación en los sistemas no peninsulares y que inciden sobre sendos aspectos básicos (económicos y técnicos, respectivamente), pero que no se han llevado a la práctica:

- Contabilidad regulatoria de los costes auditados de los grupos de producción:
Resolución de la DGPEyM por la que se establecen los criterios para la

⁵ Al objeto de cuantificar lo que podría suponer el tramo de retribución por incentivos con respecto a la retribución del TOTEX, se ha analizado la retribución por incentivos del Reino Unido, como referencia internacional de retribución del operador del sistema, con un esquema de incentivos.

En el Reino Unido, la retribución por incentivos representa 25 millones de libras, sobre una retribución base anual de entre 114-125 millones de libras, prevista para el Operador del Sistema a lo largo del periodo regulatorio de 8 años, de 2013 a 2021.

En términos relativos, la retribución por incentivos representa entre un (+/-) 20% - 22% de la retribución total.

En el caso español, y dado que este mecanismo se introduciría por primera vez, se considera oportuno establecer un tramo de retribución por incentivos menor, del (+/-) 10%.

realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los SEIE, aprobada el 01/12/2010.

- *Determinación de los parámetros técnicos mediante pruebas de rendimiento: Resolución de la DGPEyM por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprobada el 03/08/2012.*

Esta Comisión considera imprescindible hacer valer estas medidas y urge la puesta en práctica efectiva de las mismas.

4 CONSIDERACIONES GENERALES

4.1 Sobre el grado de envejecimiento del parque generador

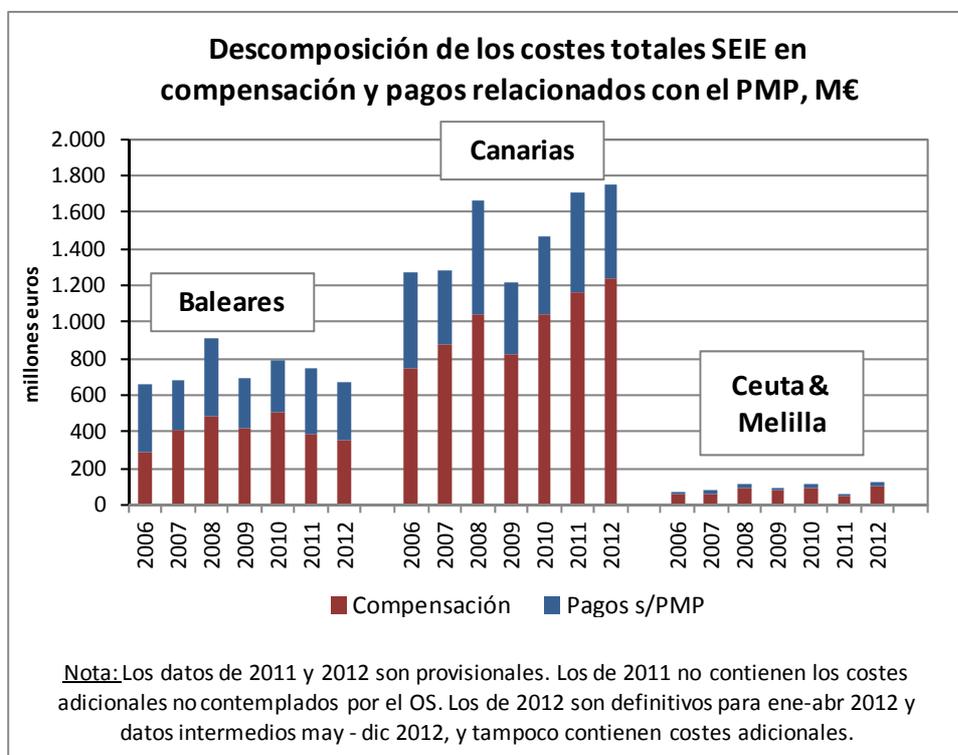
Las modificaciones propuestas por el Proyecto tienen el objetivo de incentivar la eficiencia en la elección de tecnologías y en la gestión, tanto de los sujetos productores como del operador del sistema, en los sistemas aislados, para así minimizar el coste que la generación implica tanto en los consumidores eléctricos como en los contribuyentes. Se mantiene una regulación de costes reconocidos en dos partes (fija y variable) para los grupos nuevos y existentes de generación gestionable⁶, donde se incentiva alcanzar una elevada disponibilidad y el adecuado mantenimiento de las instalaciones, todo ello en un contexto de empresa bien gestionada.

Mediante el establecimiento de períodos regulatorios de 6 años, en sintonía con lo previsto para otras actividades reguladas, se persigue, de acuerdo con criterios detallados más adelante, ofrecer una rentabilidad razonable a las instalaciones de producción eléctrica mediante la retribución financiera de la inversión neta y la actualización de los parámetros técnicos y económicos.

Con el fin de ilustrar la evolución de los costes incurridos por estos sistemas en los últimos años, se incluye el siguiente gráfico 1.

⁶ Instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía primaria carbón, hidrocarburos líquidos y gaseosos, biomasa, biogás y residuos.

Gráfico 1. Descomposición de costes totales SNP en pagos relacionados con el precio de mercado peninsular (PMP) y compensación (extracoste)



Además, estas medidas debieran ser capaces de atraer nuevas inversiones que renovaran el envejecido parque de generación en estos territorios. A pesar de las inversiones⁷ realizadas en los últimos años por Endesa, empresa titular de prácticamente la totalidad de los grupos térmicos instalados en los SNP, con la excepción de la cogeneradora asociada a la refinería de Cepsa en Tenerife y una gran planta de residuos en Mallorca, es llamativo el elevado grado de obsolescencia del parque de generación sobre todo en Canarias, donde el 41% de la potencia efectiva disponible tiene más de 20 años. El siguiente cuadro ofrece más detalles sobre el grado de envejecimiento del parque de generación en régimen ordinario en los SNP.

Cuadro 1. Envejecimiento de las plantas térmicas en los SNP

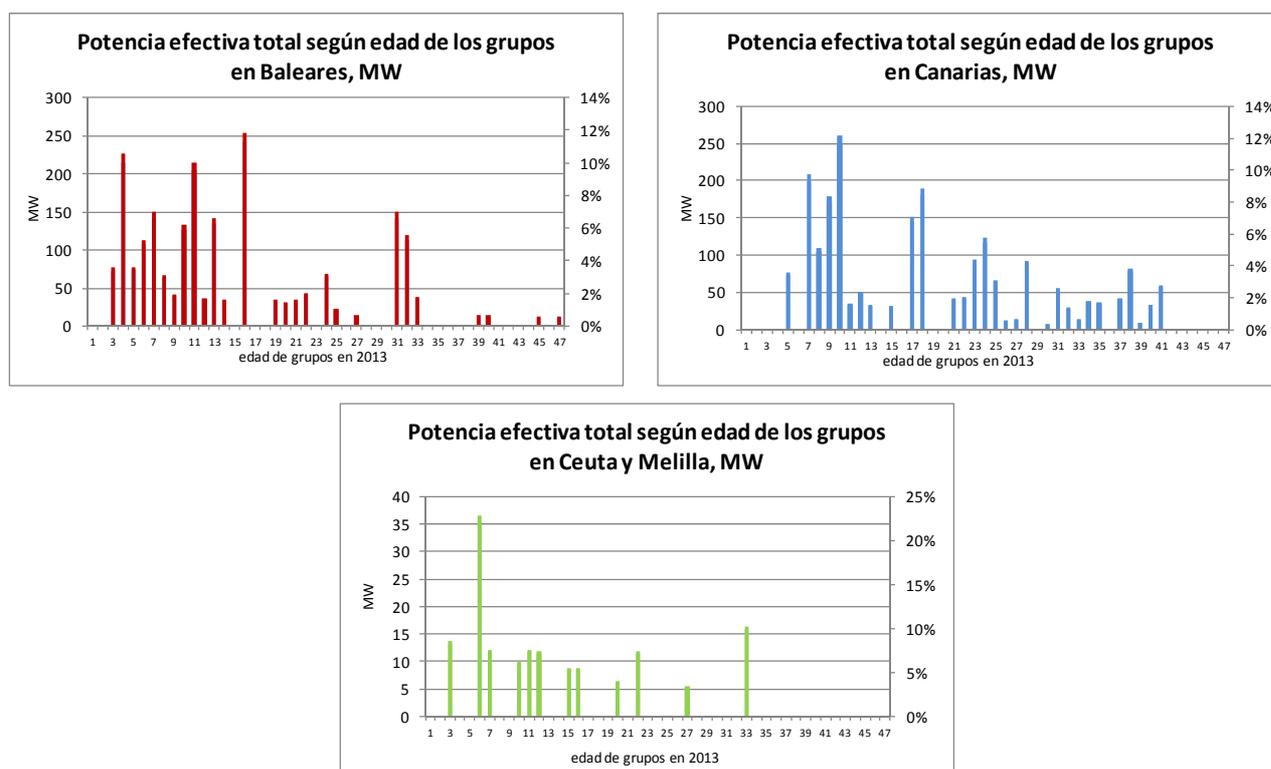
SEIE	total		grupos >= 25 años en 2013				25 años > grupos >= 20 años en 2013				20 años > grupos >= 10 años en 2013				10 años > grupos en 2013			
	nº grupos	potencia efectiva, MW	nº grupos	% sobre total	potencia efectiva, MW	% sobre total	nº grupos	% sobre total	potencia efectiva, MW	% sobre total	nº grupos	% sobre total	potencia efectiva, MW	% sobre total	nº grupos	% sobre total	potencia efectiva, MW	% sobre total
Baleares	48	2.033	14	29%	377,7	19%	7	15%	135,2	7%	13	27%	807,87	40%	14	29%	712,12	35%
Canarias	98	2.246	42	43%	586,45	26%	16	16%	334,45	15%	22	22%	750,99	33%	18	18%	573,91	26%
C&M	17	155	5	29%	26,5	17%	2	12%	17,71	11%	5	29%	49,92	32%	5	29%	60,50	39%

Fuente: CNE & MINET

⁷ Dichas inversiones se han concentrado en la reconversión de grupos al uso de gas natural en Baleares y la construcción de ciclos combinados en Gran Canaria y Tenerife consumidores de gasoil y que en un futuro, según la planificación, tendrán acceso a gas natural mediante sendas plantas de regasificación.

Los gráficos siguientes señalan la distribución de la potencia efectiva en MW, según la edad de los grupos, en cada territorio.

Gráfico 2. *Edad de los grupos térmicos en los SNP en 2013*



Nota: En los gráficos el eje izquierdo señala la potencia efectiva de cada edad, mientras que el eje derecho presenta el porcentaje que la potencia de cada edad representa sobre el total en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

En este contexto, y a pesar de que la generación renovable es económicamente competitiva con la generación térmica fósil y los recursos son abundantes, la penetración de generación renovable en el *mix* actual de los SNP es reducida, muy inferior a la de la Península. En efecto, en casi todos los pequeños sistemas eléctricos aislados a nivel internacional, también los españoles, se abastecen de derivados del petróleo como principal fuente de energía primaria para la generación y normalmente tienen dificultades para integrar la producción a partir de energías renovables no gestionables, debido a su reducida inercia, lo cual complica el mantenimiento de la tensión y frecuencia nominales en la red.

Por lo tanto, es necesario fomentar la producción a partir de energías renovables, también de las no gestionables, ya que puede reducir los costes de la explotación de estos sistemas, favorecer la entrada de nuevos agentes y paliar el envejecimiento del parque de generación. El presente Proyecto trata sólo parcialmente el fomento de estas tecnologías, cuya regulación futura deja a la *Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* (sometida a informe de esta Comisión). El Proyecto se centra en

cambio en incentivar la continuidad de los grupos existentes y diseñar concursos para el establecimiento de nueva capacidad, proceso en el cual el papel desempeñado por REE como Operador del Sistema (OS) y responsable de realizar el despacho en los SNP ha sido fortalecido significativamente.

4.2 Sobre las nuevas funciones de REE

Las funciones que el presente Proyecto otorga a REE pueden resumirse en los siguientes puntos:

- 1) Elaboración de informes específicos de cobertura de la demanda, que incluyen la evaluación de la necesidad de nueva generación por nudos, y el establecimiento de los criterios técnicos y de valoración económica de las tecnologías, también del bombeo.
- 2) Análisis zonal, que incluye la evaluación de la disponibilidad de los grupos y puede servir de base para la convocatoria de concursos de nueva capacidad para la resolución de restricciones zonales.
- 3) Elaboración de un informe individual por instalación, señalando el nudo de conexión más conveniente, necesario para obtener la *resolución de compatibilidad*, requisito previo para tener derecho a retribución primada; el informe incluirá una valoración desde el punto de vista de la seguridad y la eficiencia técnico-económica, teniendo en cuenta la situación del despacho de generación, así como su evaluación de forma conjunta con otras propuestas.
- 4) Además, las funciones que ya tiene asignadas en la regulación actual, en relación a la gestión del despacho, su liquidación económica, análisis de seguridad, etc.

Con carácter previo, se pone de manifiesto que la insularidad invita a que, por razones de seguridad de suministro, se establezcan diseños específicos sobre la explotación del bombeo, amparados en la normativa comunitaria.

Sin embargo, esta Comisión considera que, en principio, podrían concurrir determinados conflictos de intereses entre estas actividades del OS y su papel como transportista único y titular además de las unidades de bombeo (el artículo 11 del Proyecto determina que el OS será titular de los bombeos en caso de que *“tengan como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”*). En concreto, se señalan los siguientes:

- El OS establece el orden de mérito económico y su modificación por razones de seguridad; se pondría en cuestión su objetividad, por ejemplo a la hora de evaluar los servicios suministrados por las centrales de bombeo, o en la determinación de las horas en que han de ser despachadas.
- El OS asume en los SNP las restantes funciones del operador del mercado, en cuanto realiza, entre otros, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros a los agentes, así como el cálculo del coste individual de cada instalación de generación; son tareas,

aunque tasadas, que deberían ser ejercidas por un agente independiente, ajeno a la actividad de producción.

- El OS propone nuevos Procedimientos de Operación (POs) o modificaciones a los existentes; esta labor se vería dificultada en la medida en que los POs imponen obligaciones a los grupos de generación y condicionan su funcionamiento.
- El OS controla la disponibilidad de las plantas, que a su vez determina el derecho a percibir el coste fijo estándar, denominado garantía de potencia; además, debería declarar(se) –a sí mismo– su indisponibilidad, dar(se) órdenes de arranque y, en su caso, aplicar(se) la correspondiente penalización.
- Según el Proyecto, el OS, además de ser responsable de la planificación de las nuevas infraestructuras de red, tendría un papel decisivo en el proceso de desarrollo de la generación, calculando la reserva de cada sistema, proponiendo la construcción y tecnología preferente de los nuevos grupos con derecho de retribución adicional y concediendo a los mismos el acceso a la red de transporte.
- Según los artículos 5 a 8 del Proyecto, el OS debe proponer la potencia necesaria máxima, la necesidad de nueva potencia e informar las condiciones de los nuevos generadores para que obtengan *la resolución de compatibilidad* que les da derecho a percibir la retribución adicional. Lo anterior no podría ser asumible si el OS tuviera carácter de generador con intereses similares a los de la nueva capacidad que informa.

Asimismo, el Proyecto no aclara la forma de remuneración y financiación de las centrales de generación hidráulica de bombeo, ni en qué condiciones se consideraría que la instalación no tiene “*como finalidad principal la garantía de suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías no gestionables*”, o si todas las instalaciones de bombeo nacen con dicha finalidad *principal*, o cómo se determina en su caso la importancia relativa de otras finalidades accesorias.

En relación con estas consideraciones se señala, con carácter previo, que el presente Informe está referido exclusivamente al contenido de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, el mismo se presenta con conocimiento y abstracción del contenido del artículo 5 del *proyecto de Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, que actualmente se tramita en el Senado.

Con el fin de evitar los eventuales conflictos que se acaban de enumerar, se estima que la normativa europea no se opondría a su consideración de forma independiente, tal y como se desprende de las propias Directivas en la materia⁸, y de las interpretaciones realizadas

⁸ La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece en uno de sus considerandos que “*es necesario apoyar la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de fuentes renovables y el uso de sistemas de almacenamiento de energía para la producción variable integrada de energía procedente de fuentes renovables*”, mientras que en su artículo 16 señala que “*Los Estados miembros tomarán medidas adecuadas para desarrollar las infraestructuras de redes de transporte y distribución, redes inteligentes, instalaciones de almacenamiento y el sistema eléctrico, para hacer posible el funcionamiento seguro del*

por la Comisión Europea en este ámbito. Véase a tal efecto el documento “*DG ENER Working Paper “The future role and challenges of Energy Storage”* en el que no se descarta que los Operadores del Sistema puedan desarrollarla, si bien se cuestiona si es adecuado que pueda además detentar su titularidad. Por tanto se pone de relieve la necesidad de definir con rango de Ley las funciones, el tamaño máximo, y en consecuencia, la posible titularidad de las instalaciones de bombeo.

La naturaleza del almacenamiento de energía no es en todos los casos y necesariamente la propia de una actividad de generación, ni tampoco solamente del ámbito del consumidor, y así se ha señalado en alguna ocasión por representantes de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea.

En relación con ello se indica que, según puede inferirse del contenido del artículo 5 del citado proyecto de Ley y de los correspondientes trabajos preparatorios de su redacción, los bombeos serían susceptibles de considerarse instalaciones consumidoras netas de electricidad que tendrían como objetivo el almacenamiento de energía para regular la curva de carga y mantener una reserva de acoplamiento rápido a la red, ante contingencias para la seguridad del suministro eléctrico. Partiendo de dicha configuración, los bombeos ofrecerían ventajas para la operación del sistema eléctrico, más relevantes en los SNP, cuyo aislamiento eléctrico les impide alcanzar los mismos índices de seguridad y calidad del suministro que el sistema eléctrico peninsular, y que requieren dotarse por tanto de herramientas de gestión del sistema que contribuyan a mejorar dichos índices.

En este sentido, el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de octubre de 2009 por el que se aprueba la Estrategia Integral para la Comunidad Autónoma de Canarias ya estableció, como una de las medidas a desarrollar por el Gobierno, la de “apoyar la realización, por parte del operador del sistema eléctrico canario, Red Eléctrica de España, de cuatro sistemas hidroeléctricos reversibles que permitirán el máximo uso de energía renovable y, a la vez, dotarán de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario. Dichos proyectos, ubicados en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y Gomera, supondrán un potencia instalada de 299 MW, y prevén una inversión de 500 M€. Su puesta en funcionamiento será en 2015”.

Ello no obstante, se considera que este modelo requeriría la definición de un esquema retributivo específico para la actividad de almacenamiento, de carácter regulado, dado que no sería razonable que el OS obtuviera su retribución de forma similar al resto de instalaciones de producción en los sistemas no peninsulares. El OS podría tener un claro objetivo a la maximización de beneficios procurando la producción con los grupos de bombeo en detrimento del resto de tecnologías, sin obtener ahorro en el precio final de la energía.

sistema eléctrico teniendo en cuenta el futuro desarrollo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, incluidas las interconexiones entre Estados miembros y entre Estados miembros y terceros países”.

Cabe indicar que la propuesta de RD que se informa no establece dicho régimen retributivo específico. En el artículo 10, se establece que los valores de inversión estándar y los costes variables de cada tipología de instalación, a efectos de liquidación, serán los que resulten del concurso de nueva capacidad, pero sin embargo, en el artículo 11 se indica que las instalaciones de bombeo cuya finalidad principal sea la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables, serán titularidad directa del OS, por lo que al no pasar un proceso concursal, no tendrían definidos dichos valores estándares. Dado que los grupos de bombeo titularidad del OS se proyectarían, en su caso, con la finalidad principal de garantizar el suministro, la seguridad del sistema y la integración de sistemas renovables, en resumen como apoyo al sistema y no como fuente de generación, se considera que la retribución debería ser regulada. Aún así, la regulación de la mencionada retribución se antoja compleja, desde el punto de vista de no establecer criterios o incentivos que conduzcan al OS a realizar comportamientos alejados del objetivo perseguido.

4.3 Sobre la tasa de retribución

En cuanto a la tasa de retribución aplicable a la inversión neta reconocida se establecen las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 200 puntos básicos. La CNE se ha pronunciado ya en su Informe sobre el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, aprobado el 31 de julio de 2013, en el sentido de que la metodología para cuantificar el mencionado diferencial debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia establecido específicamente para la actividad de generación eléctrica en las instalaciones existentes en los sistemas aislados españoles y el rendimiento de dichas Obligaciones. Por ello, se considera que antes del inicio de cada periodo regulatorio de 6 años, y dentro de la revisión de los parámetros de retribución, debería incluirse el cálculo del WACC de referencia de la generación de energía eléctrica.

4.4 Sobre los posibles mecanismos regulatorios a incorporar

Con el fin de minimizar los sobrecostes de generación en estos territorios, esta Comisión considera que existen una serie de campos de actuación que podrían ser adecuadamente contemplados en el presente Proyecto, así como mejorar otros que ya se contemplan, de forma que se establecieran las bases para una liberalización progresiva que active el flujo inversor en estos territorios, y con ello, una mejora de la eficiencia económica en el corto, medio y largo plazo.

La CNE con ocasión de su Informe 7/2003, de 12 de junio, a la *Propuesta de real decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, que luego fuera el RD 1747/2003, de 19 de diciembre, consideró que la propuesta era *“insuficiente en lo que se refiere a las instalaciones nuevas. En la propuesta no se sientan las bases para el posible desarrollo futuro de la competencia ... Con ello, se puede estar dificultando la entrada de*

nuevos agentes, lo que va en perjuicio de los consumidores en general, que pueden ver en el futuro incrementada la compensación”. En dicho informe se proponían los siguientes mecanismos regulatorios:

- Un despacho de costes variables en cada sistema que determina un precio horario a partir del coste variable de la central marginal (existente –estándar- o nueva –auditado-).
- La entrada de instalaciones nuevas: libre implantación y/o concursos de capacidad.
- El mantenimiento de las instalaciones existentes: remuneradas con costes estándares que se revisan periódicamente para hacer llegar al consumidor las ganancias de eficiencia.
- La participación del régimen especial en el despacho, de forma análoga a su participación en el mercado de producción.
- Permitir la contratación bilateral física entre productores y consumidores.
- La adquisición de energía en el despacho de costes variables, al precio horario, reducido homotéticamente para que en términos anuales paguen el precio medio peninsular.
- El establecimiento ex ante de objetivos de eficiencia al operador del sistema.

Asimismo, se concluía: “La adopción de mecanismos que permitan el desarrollo futuro de la competencia junto al fomento de las interconexiones, permitiría reducir las especificidades de estos sistemas, mejorar la garantía y seguridad de suministro y reducir la compensación”.

Diez años más tarde podemos comprobar que la entrada de nuevos agentes ha sido nula y que la compensación no se ha reducido sino que se ha incrementado fuertemente.

Con fecha 31 de julio de 2013 la Comisión aprobó su referido Informe 16/2013 al “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, y con respecto al artículo al artículo 10 sobre “Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares” propuso incluir las medidas regulatorias siguientes:

- 1) *La planificación de infraestructuras basada en criterios de análisis coste/beneficio y cuyos presupuestos sirvan de referencia para fijar la retribución de las mismas, de forma que las diferencias entre el coste final y el presupuestado se reparta entre el sujeto promotor de la infraestructura y el consumidor.*
- 2) *El establecimiento de costes estándares a las instalaciones de producción con criterio de empresa sin riesgo, eficiente y bien gestionada. En su caso, se podrán desarrollar subastas de capacidad, cuyo resultado constituirá el coste estándar de las ofertas adjudicadas.*
- 3) *El fomento de energías renovables cuando técnicamente sean asumibles en el sistema y sus costes reduzcan el sobre coste en el sistema no peninsular.*

4) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial superior al 20% de la demanda punta en el sistema no peninsular. Las instalaciones de producción existentes podrán ser programadas a precio regulado.

5) En el caso de que esta integración no sea posible, se establecerá un despacho de costes variables. A estos efectos, las instalaciones de producción comunicarán al operador del sistema sus costes variables estándares o auditados, según corresponda, con la misma antelación y para los mismos periodos de programación que los de los mercados diario e intradiario. Las nuevas instalaciones serán retribuidas a partir del coste marginal del sistema.

6) El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el sobre coste de generación en estos sistemas respecto al coste de despacho económico.

7) La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular la demanda en función del coste medio horario de generación de cada sistema”.

Por ello, la CNE considera que no se deben perder otros diez años sin que se introduzcan los mecanismos que posibiliten la progresiva liberalización de estos sistemas, por lo que vuelve a realizar una propuesta de mecanismos análoga a la anterior, pero adaptada a la situación actual.

4.4.1 Planificación de nuevas infraestructuras

La progresiva obsolescencia del parque de generación y su necesaria reposición requiere señales claras para atraer inversiones empresariales con costes más reducidos. La CNE plantea principalmente dos áreas de actuación: por un lado, la armonización de la planificación eléctrica y gasista, y por otro, el establecimiento de mecanismos para promover la conexión de nueva generación convencional y renovable.

En particular en Canarias, la debida coordinación de la planificación de infraestructuras eléctricas y gasistas debe permitir sincronizar y optimizar las inversiones acometidas en uno y otro sector. La introducción de gas en los SNP donde no está presente debe someterse a un riguroso análisis coste–beneficio conjunto para los dos sectores, considerando las ventajas e inconvenientes de la construcción de posibles gasoductos y plantas de regasificación; el proceso de toma de decisión debe ser respaldado por todas las administraciones involucradas y, una vez adoptada dicha decisión, los posibles retrasos imputables al adjudicatario han de estar sometidos a penalizaciones económicas suficientemente disuasorias.

En los SNP se justifica de forma particular la utilización de mecanismos extraordinarios para la simplificación y agilización del proceso de autorización de las infraestructuras eléctricas necesarias, así como el refuerzo de las señales económicas para: 1) reforzar la estructura de la red de transporte, imprescindible para lograr una integración segura de un

volumen creciente de generación renovable concentrada, y 2) minimizar el mayor coste de operación de la red de distribución al afrontar un aporte considerable de generación renovable distribuida. En ninguna otra parte del Estado es tan competitiva este tipo de generación, ni es tan valioso el escaso territorio, a menudo sometido a severas restricciones medioambientales, pero cuya ocupación se hace imprescindible para el desarrollo de un sistema eficiente y seguro. A estos efectos se comparte con el Proyecto que la nueva capacidad de generación necesaria resulte del análisis efectuado en la planificación, y que su adjudicación responda bien a la libre iniciativa empresarial o bien a concursos de nueva capacidad como los que se proponen en el artículo 10 del Proyecto. Asimismo, la regulación general de las energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los residuos, así como el fomento del autoconsumo, pueden contribuir a estos objetivos. Adicionalmente, los concursos de nueva capacidad renovable previstos para estos territorios (u otros) también son aceptables.

Por último, y como consecuencia de la penetración de renovables no gestionables, debe analizarse en la planificación la conveniencia o no de abordar proyectos de bombeo, dados los elevados costes de estas instalaciones, en tanto se encuentren operativos los actuales grupos de generación que pueden servir como respaldo o “*back up*”, para permitir la penetración de una gran cantidad de fuentes de energía renovables, sin incrementar el coste de generación. Adicionalmente, también cabría la posibilidad de analizar la utilización de los vertidos de las instalaciones renovables (en su caso, con la consiguiente compensación económica) para incrementar aún más la cuota de renovables frente a la alternativa, en principio más costosa, de instalar bombeos.

En efecto, existen en los SNP abundantes recursos renovables, sobre todo eólicos en el archipiélago canario, que no han sido explotados hasta ahora debido fundamentalmente a los procedimientos administrativos y al desafío que representa operar los sistemas aislados con un elevado aporte de generación no gestionable. Estos mayores recursos hacen que a igualdad de retribución específica, estas instalaciones puedan soportar mayores vertidos. Las principales respuestas técnicas planteadas hasta la fecha pasan por desarrollar instalaciones de almacenamiento a gran escala (bombeos) y nuevas interconexiones; estas soluciones son tecnológicamente eficaces, pero también excepcionalmente costosas, en particular sobre una orografía abrupta y tectónicamente activa, en tierra y bajo el mar.

Debe subrayarse que el carácter invariablemente singular de bombeos e interconexiones submarinas exige el refuerzo de la cautela regulatoria en el análisis coste-beneficio de dichas instalaciones; el presupuesto que sirva de referencia para emitir la correspondiente autorización debiera revestir carácter vinculante, y se recomienda que posibles desvíos ulteriores respecto al mismo sean soportados por el adjudicatario en una proporción predeterminada, no recayendo la totalidad de los mismos sobre el consumidor final.

Aun sin desdeñar la superioridad técnica de bombeos o interconexiones, su elevado coste debe impulsar el estudio de otras alternativas, como pudiera ser explorar cierto grado de sobre-instalación de potencia renovable no gestionable (es decir, instalar este tipo

capacidad en un porcentaje superior al hoy día técnicamente admisible para la operación segura del sistema) a cambio de contemplar la posibilidad de practicar vertidos sujetos a la correspondiente indemnización de este tipo de generación. El presupuesto de una sola instalación de bombeo o de una sola interconexión, cuyo principal objetivo declarado es permitir la integración de un mayor volumen de renovables, puede ser suficiente para indemnizar un volumen muy significativo de vertidos durante toda la vida económica de las instalaciones de producción económicamente más competitivas. Adicionalmente, debe tenerse presente que, a medida que mejore: 1) la capacidad de gestión de la demanda, en particular mediante la generalización de los contadores electrónicos y la transmisión a los consumidores de la señal de precio del despacho, y 2) la precisión de los modelos de previsión de generación renovable, menor será la necesidad de recurrir a los vertidos, que se pagan a medida que se producen, en tanto que el coste de inversión de bombes y cables es, desde mucho antes de comenzar su explotación, un coste hundido.

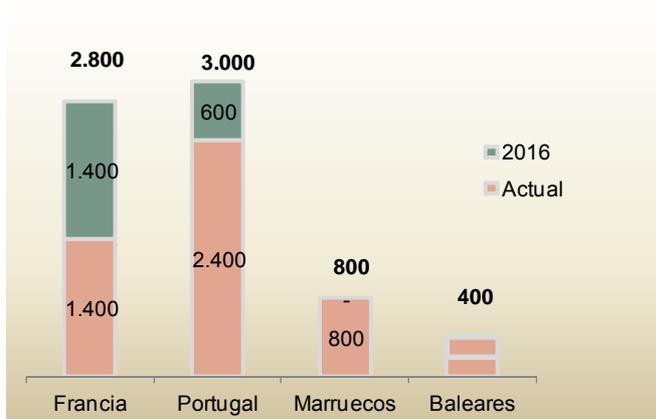
4.4.2 Integración del sistema Mallorca – Menorca en el MIBEL

Actualmente la capacidad técnica del cable existente entre la península y Mallorca (IPM) representa el 38% de la actual punta de demanda en el sistema Mallorca-Menorca, aunque se opera con una capacidad comercial máxima de 280 MW, viéndose muy reducida en las horas valle. El OS opera el enlace de acuerdo con el criterio *N-1*.

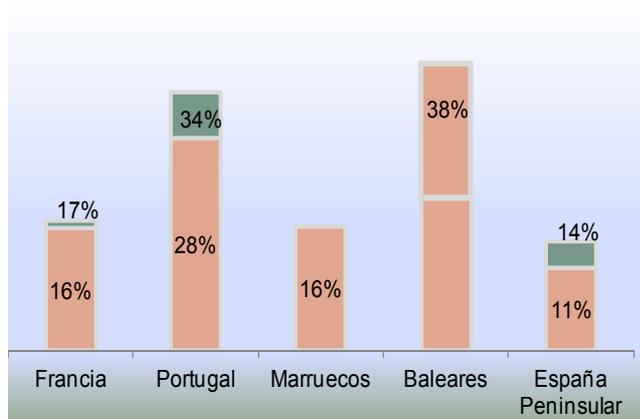
Comercialmente, el cable sirve para trasvasar energía desde el MIBEL a Baleares, según las ofertas de adquisición que realiza el Comercializador de Último Recurso en las islas. Actualmente el flujo de la IPM es de venta de energía desde la Península a las islas debido a que los costes reconocidos a los grupos de régimen ordinario en Baleares son regularmente superiores al marginal del MIBEL. Cabe señalar que, aun cuando el sistema ibérico tenga todavía una interconexión eléctrica muy débil con el resto del continente, la capacidad de todas las interconexiones actuales del sistema peninsular español (aprox. 5.000 MW) alcanza el 11% de la demanda máxima de potencia (44.300 MW). Para el año 2016, se prevé que la capacidad de dichas interconexiones (unos 7.000 MW) suponga el 14% de la demanda máxima peninsular⁹, manteniéndose la capacidad de la interconexión con Baleares constante. Téngase presente que, comparando ratios de capacidad técnica de interconexión frente a punta de demanda, el enlace al sistema de Mallorca–Menorca alcanza, con el 38%, un valor más elevado y su capacidad comercial siempre supera el 20% (similar a la capacidad de las interconexiones de Portugal con España cuando se inició el MIBEL).

⁹ Esta cifra es inferior a la situación que en estos momentos tiene Francia (16%), Portugal (28%) o el sistema Mallorca-Menorca (20%).

Capacidad de interconexión actual y prevista del sistema peninsular español (MW)



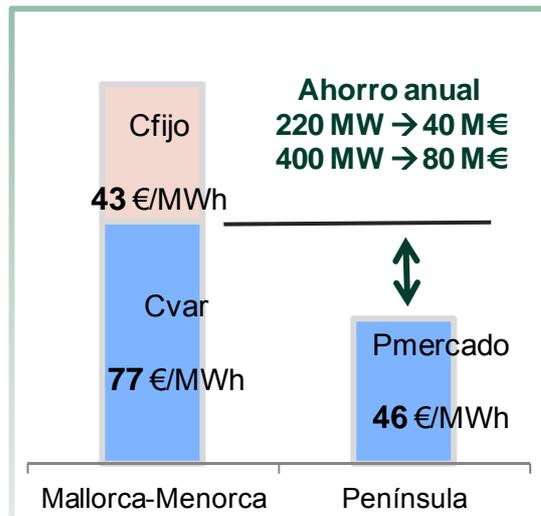
Capacidad interconexión / demanda máx. en cada zona, actual y prevista



En este marco de interconexiones, con el objetivo de reducir los costes de explotación del Sistema Eléctrico Balear (SEB) y fomentar la viabilidad técnica de competencia en el mismo, se realizan las siguientes propuestas:

Por un lado, y de forma inmediata aumentar la capacidad comercial de la IPM para minimizar los costes de explotación en Mallorca-Menorca. Esto implicaría:

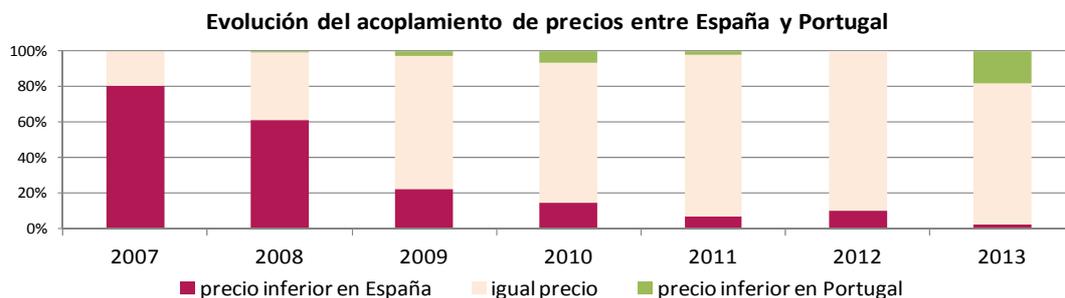
- 1) Dejar de aplicar de forma “estricta” el criterio *N-1* en el despacho de la IPM, ya que el cable de retorno es único y en la práctica imposibilita operar los cables de ida separadamente de forma efectiva.
- 2) Para no disminuir la garantía de suministro, se propone el aumento suficiente de la reserva rodante en el sistema Mallorca-Menorca debido a que *el mayor grupo* pasaría a ser la capacidad comercial de la IPM.
- 3) Lo anterior llevaría a una previsible reducción de los costes de explotación: se estima que el ahorro anual en coste variable de generación, que actualmente alcanza los 40 M€, podría duplicarse.



Por otro lado, aprovechar el referido Anteproyecto de Ley para incluir la condición de que las interconexiones entre los sistemas no peninsulares y peninsulares con capacidad comercial superior al 20%, deben integrarse en el mercado de producción del MIBEL, y así recogerlo en el propio Proyecto, y establecer que mediante Orden ministerial se debe regular la integración del sistema Mallorca-Menorca como una zona más de MIBEL. Si bien la adquisición de energía en MIBEL por parte de los comercializadores y consumidores directos en Baleares incrementaría la demanda en dicho mercado, su impacto en el precio a corto plazo no sería significativo teniendo en cuenta la reducida capacidad del cable si se compara con la demanda de MIBEL, y en cambio, se producirían unos importantes ahorros, como consecuencia de la reducción de la compensación, y a medio plazo, como consecuencia de la nueva generación que se instale en Baleares. Téngase en cuenta que la integración en MIBEL se plantea con separación de precios o “*market splitting*”, en los momentos en que la interconexión se sature, de forma similar al mecanismo existente entre España y Portugal, lo que es una señal inequívoca para que la nueva generación se instale en la zona de mayor precio.

Esto implicaría ofrecer una señal transparente de precio P_h en Baleares para que pueda instalarse nueva capacidad en generación, lo que vendría a desplazar a centrales existentes de coste variable superior.

La interconexión con Portugal ahora es de unos 2.200 MW, unos 600 MW superior a la existente en 2007; en 2007 había un nivel de acoplamiento de precios entre la zona española y portuguesa cercano al 20% y en 2009 este acoplamiento se elevó hasta el 80%, antes de que se incrementara la capacidad de la interconexión. La existencia de un precio más elevado en Portugal supuso un incentivo para instalar nueva generación en esa zona.



Las instalaciones de generación nuevas y las existentes amortizadas situadas en el sistema Mallorca-Menorca participarían en el MIBEL, y en su caso, participarían en el proceso de solución de restricciones zonales de la zona balear. Adicionalmente las instalaciones nuevas podrían percibir, en su caso, los pagos por capacidad regulados.. Las instalaciones existentes no amortizadas realizarían ofertas según sus costes variables estándar, y en su caso, participarían en el proceso general de solución de restricciones zonales.

Por último, la integración del sistema Mallorca-Menorca en MIBEL, con el aumento de la capacidad comercial del cable y la constitución de unas mayores reservas, no implicaría una merma en la seguridad del sistema balear.

4.4.3 Despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en los sistemas no peninsulares y no integrados en el MIBEL

La operación del sistema la realiza el OS conforme al despacho de la generación basado en costes variables estándares que está regulado en el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo. El Proyecto mantiene y mejora dicho despacho y entre otros, ajusta los estándares de rendimiento, incorpora a las nuevas instalaciones adjudicadas mediante subastas, etc.

No obstante, para mejorar la transparencia y atraer a nuevos operadores a estos sistemas (adicionales a las subastas), se podrían introducir mejoras en el despacho que está previsto en el Proyecto.

La existencia de tecnologías eficientes escalables (como los modernos grupos diesel, la cogeneración o los ciclos combinados de pequeño tamaño), ofrecen la posibilidad de introducir una cierta competencia en la generación gestionable en los sistemas no peninsulares y no integrados en el MIBEL. Para ello es necesario que en el despacho de cada sistema se obtenga en cada hora un precio transparente, coincidente con el coste variable de la central marginal necesaria para satisfacer la demanda, de forma que constituya un incentivo para que las nuevas instalaciones tengan la oportunidad de desplazar a instalaciones existentes menos eficientes.

Actualmente el despacho económico se basa en costes variables estándares. Sin embargo, no determina en cada hora un precio marginal. Partiendo de dicho despacho, se

propone modificar su definición para que los nuevos generadores (así como las instalaciones existentes amortizadas) puedan participar en el mismo realizando ofertas de venta que respondan a sus costes variables medios semanales, y que éstos sean auditados e incorporados en el mecanismo de contabilidad regulatoria¹⁰. La realización de ofertas al despacho tendría el mismo formato y la misma periodificación que la del mercado diario e intradiario.

Las instalaciones nuevas (y las existentes amortizadas) percibirían el precio marginal horario del despacho (coste variable declarado o estándar correspondiente al grupo marginal), más en su caso, la retribución de la garantía de potencia, y de los servicios complementarios que también en su caso puedan proporcionar. Por su parte, las centrales nuevas adjudicadas mediante subastas de capacidad participarían en el despacho con sus costes variables auditados,

Por su parte, las instalaciones existentes no amortizadas realizarían asimismo ofertas según sus costes variables estándar, y percibirían el coste fijo y variable estándar regulado en el Proyecto.

Por último, las instalaciones que utilicen fuentes renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los residuos, serían retribuidas según su regulación general, esto es, el precio del mercado de producción (aunque percibiendo la señal de precio del sistema aislado) más en su caso, el coste específico, y participarían en el despacho de la misma forma a como lo hacen en el mercado¹¹.

¹⁰ Desde hace tiempo llevan funcionando despachos de costes variables auditados en sistemas aislados (o casi aislados) como los que se regulan en el Proyecto en la Patagonia (Argentina), Bolivia, o en los países de Centro América (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá).

¹¹ El artículo 12.2 de la Orden ITC/913/2006 es de aplicación para determinar los derechos de cobro de las instalaciones de producción en régimen especial que participen en el despacho de generación.

Este sistema de retribución permitiría la recuperación de los costes totales de los generadores, dando una señal económica correcta a los nuevos entrantes: cuando hay déficit de oferta en un sistema, los precios marginales elevados atraen nuevas inversiones al poder desplazar el funcionamiento de instalaciones poco eficientes, proporcionando una mejora de la eficiencia económica que reduciría a su vez las compensaciones¹².

En apartado 5 de este informe se realizan observaciones de detalle al articulado que tienen en cuenta la alternativa descrita en este apartado, en relación a la implantación de un despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en el que se obtiene un precio horario marginal.

4.4.4 Contratación bilateral física

Se recomienda que la regulación permita que las instalaciones de producción puedan formalizar contratos bilaterales físicos a medio y largo plazo con consumidores o con comercializadores, con el fin de facilitar la entrada tanto de nuevos productores como de nuevos comercializadores.

Para el desarrollo efectivo de esta modalidad de contratación, es necesario regular algunos aspectos, fundamentalmente de supervisión, control y seguimiento, para prevenir, entre otros, problemas que puedan surgir de la posición dominante del incumbente en la actividad de generación.

¹² Como ejemplo para el despacho descrito, supongamos un sistema eléctrico de las siguientes características que debe cubrir en una determinada hora una demanda de 100 MWh:

Grupos actuales			Despacho actual:				Despacho alternativo con nuevo grupo de PN = 10MW y CV = 80 €/MWh:			
Grupos actuales	Potencia instalada neta (MW)	Coste variable (€/MWh)	Grupos despachados	PN (MW)	CV (€/MWh)	CV (€)	Grupos despachados	PN (MW)	CV (€/MWh)	CV (€)
Grupo 1	50	80	Grupo 1	50	80	4000	Grupo 1	50	80	4000
Grupo 2	20	90	Grupo 2	20	90	1800	Gr. nuevo	10	100	1000
Grupo 3	20	100	Grupo 3	20	100	2000	Grupo 2	20	90	1800
Grupo 4	20	110	Grupo 4	10	110	1100	Grupo 3	20	100	2000
Grupo 5	20	120	Total	100		8900	Total	100		8800
Grupo 6	10	150								
Grupo 7	10	170								
Grupo 8	15	200								
Grupo 9	10	210								
Total	175									

El despacho que se propone determina que la nueva instalación desplaza un grupo existente de 10 MW, más caro, lo que hace más eficiente el despacho (con un ahorro de 100 €), y además, éste percibe 100 €/MWh con lo que obtiene un margen de 20 €/MWh.

4.4.5 Adquisición de energía en el despacho de costes variables

El Proyecto aplica a los consumidores el precio medio final de adquisición de la energía de los consumidores homólogos en la península. Este sistema con precios peninsulares horarios no es económicamente óptimo, ya que es independiente de la evolución de los costes reales incurridos en los sistemas no peninsulares, y por tanto no traslada ninguna señal eficiente al consumidor situado en los sistemas no peninsulares.

Además, teniendo en cuenta que las tarifas de acceso y los futuros precios voluntarios del pequeño consumidor (que comprenderán las tarifas de último recurso) son únicos en todo el territorio nacional, pero que el precio de la energía puede ser diferente para cada consumidor, esta Comisión propone que, con carácter general, los comercializadores y consumidores perciban la señal de precio del sistema no peninsular (coste variable de la central marginal), sin perjuicio de que en nivel medio anual paguen el precio medio peninsular. La ventaja de ello es buscar una mayor sensibilización del consumidor ante la complejidad añadida que representa la operación de los SNP, de forma que se puedan obtener eficiencias por la modulación de su demanda. De esta forma, el precio horario que pagaría la demanda ubicada en un SNP determinado, sería:

$$Ph_{demandai} = Ph_i * P_{anual-móvil-penin} / P_{anual-movil-i} + dh_{demandai}$$

Con:

$Ph_{demandai}$ = precio horario final aplicado a la demanda en el sistema no peninsular i

Ph_i = precio horario de la energía en el despacho del sistema no peninsular i (coste variable de la central marginal)

$P_{anual-móvil-penin}$ = precio final anual medio ponderado móvil aplicado a la demanda en el mercado de producción¹³ (pero, sin coste de desvíos)

$P_{anual-movil-i}$ = precio final anual medio ponderado móvil de la energía en el despacho del sistema no peninsular i

$dh_{demandai}$ = pago por los desvíos horarios de la demanda en el sistema no peninsular i

Este sistema cumpliría el principio general recogido en la Ley del Sector Eléctrico de no discriminación de tarifas y precios a los consumidores por razón de su ubicación geográfica, al tiempo que no discrimina a los comercializadores y consumidores directos de los sistemas aislados respecto a sus homólogos peninsulares respecto al nivel de precio y a la forma de adquisición de la energía. Además, sensibiliza al consumidor, quien recibe

¹³ Incluye precio de los mercados diario, intradiarios más los costes de los servicios de ajuste y los pagos por capacidad, pero, sin coste de los desvíos.

una señal eficiente de precio en función del coste de generación horario en cada momento en su sistema aislado.

Por otra parte, habría que valorar el impacto que podría tener este mecanismo propuesto en lo que se refiere a consumidores domésticos suministrados en el mercado libre sin teledistribución. El coste de aprovisionamiento del comercializador en el mercado libre se vería afectado por estos precios que reflejan el coste de generación horario en los sistemas no peninsulares pero no puede trasladar dicho incentivo directamente al consumidor, dado que no mide su consumo horario, con lo cual podría encarecerse ligeramente el suministro en el mercado libre en algunos meses, y abarataarse en otros. No obstante, la indexación al precio medio anual del mercado de producción pondera estas variaciones mensuales y asegura que en términos anuales, los consumidores en el mercado libre en los sistemas no peninsulares paguen el mismo nivel de precios que los de la península.

4.4.6 Establecimiento de costes estándar eficientes para las instalaciones existentes

Conforme a lo señalado en el apartado 4.5 siguiente con relación a tratar de disminuir la asimetría en la información económica y técnica entre el regulador y los generadores, se debe reiterar la necesidad de que las resoluciones allí relacionadas sobre contabilidad regulatoria de costes y sobre las pruebas de rendimiento, puedan ser aplicadas cuanto antes para el seguimiento y revisión de los estándares variables. Sin perjuicio de lo anterior, en el anexo IX del Proyecto se establecen unos parámetros técnicos algo más ajustados¹⁴ que los vigentes, que determinan el rendimiento de las centrales existentes a efectos de poder obtener sus costes de combustible.

4.4.7 Establecimiento de incentivos económicos (positivos y negativos) al operador del sistema

La CNE ha propuesto en diversas ocasiones que se establezcan incentivos económicos anuales (positivos y negativos) al operador del sistema, con el fin de que manteniendo la calidad del suministro, trate en su gestión de reducir el coste de generación en los sistemas no peninsulares. El coste de generación está relacionado con el consumo específico¹⁵ y con el incremento del mismo como consecuencia de la intervención del OS para garantizar el suministro; mientras que la calidad del suministro, se mide a partir de la energía no suministrada o del tiempo de interrupción, en ambos casos derivados de la generación.

¹⁴ Conforme a la memoria del Proyecto se han obtenido a partir de los valores de la Orden ITC 913/2006 y de los propuestos por la CNE (más reducidos) en su Informe 23/2005, de 13 de diciembre.

¹⁵ El consumo específico definido como consumo de energía primaria por unidad de energía eléctrica neta producida.

De acuerdo con lo anterior, la CNE considera que el OS debería compatibilizar al menos dos objetivos globales anuales: la mejora de la eficiencia y la mejora de la calidad del suministro en cada uno de los SNP, medidos por los siguientes índices que, conjuntamente aplicados, afectarían como máximo a un 3% de la retribución del OS:

1. Mejora de la eficiencia en cada sistema aislado: Diferencia entre el valor real y el objetivo establecido para la variable de eficiencia. Se define ésta variable de eficiencia a su vez como la media ponderada anual de las diferencias entre el consumo específico del despacho meramente económico en cada hora (optimización económica según costes variables crecientes, etapa 1) y el consumo específico en esa misma hora del despacho final resultante de la intervención del operador para la gestión de la reserva y la resolución de las restricciones técnicas (etapa 3, según el Proyecto).
2. Mejora de la calidad del suministro derivado de la generación y el transporte en cada sistema aislado: Diferencia entre el valor real y el objetivo establecido para la variable de calidad. Se define esta variable bien como el número de interrupciones superiores a tres minutos o bien como el tiempo medio de interrupción anual (en horas) del que es responsable la generación y el transporte (fracción del NIEPI o del TIEPI¹⁶ atribuible a estas actividades).

Los objetivos establecidos anualmente con carácter previo, tendrían carácter de referencias máximas que no deberían ser superadas por la gestión del OS en términos

¹⁶ La continuidad del suministro viene determinada por el número y la duración de las interrupciones:

TIEPI : es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V <= 36 kV). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

Donde:

- $\sum PI$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).
- PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).
- H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas).
- K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Percentil 80 del TIEPI: es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 % de los municipios del ámbito provincial definidos.

NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V <= 36 kV). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

Donde:

- $\sum PI$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).
- PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción " i " (en kVA).
- K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

anuales en la explotación real de cada sistema. Las desviaciones al alza o a la baja serían tomadas en consideración en la revisión de la retribución del OS. Inicialmente se podrían establecer como objetivos los resultados reales obtenidos durante el año anterior, si en él no se hubieran producido eventos excepcionales o de fuerza mayor, que en su caso, habría que descartar tanto en el establecimiento del objetivo como en su evaluación. En años sucesivos, y en función de los resultados reales obtenidos, se establecerían nuevos objetivos progresivamente más reducidos. Estos incentivos serán tenidos en cuenta, conjuntamente con el resto de incentivos que se establezcan, en la propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema, que la CNE está elaborando de acuerdo con el mandato establecido en la Orden IET/221/2013.

4.5 Sobre la necesidad de completar la regulación

Las actividades para el suministro de energía eléctrica en los sistemas de las Islas Baleares, las Islas Canarias y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, anteriormente denominados Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), que a partir del presente Proyecto pasan a denominarse sistemas eléctricos de territorios no peninsulares (SNP), se rigen por una reglamentación singular debido fundamentalmente a su reducido tamaño y a su aislamiento. El presente Proyecto de Real Decreto unifica en un único texto legal los aspectos que hasta ahora han sido definidos por un real decreto (RD 1747/2003¹⁷) y dos órdenes (ITC/913/2006¹⁸ e ITC/914/2006¹⁹) que, a su vez, deroga total o parcialmente.

Cabe señalar que existen además dos resoluciones decisivas para la implementación efectiva y eficiente de la regulación y que inciden sobre sendos aspectos básicos (económicos y técnicos, respectivamente) para la actividad regulada de generación en régimen ordinario:

- 1) Contabilidad regulatoria de los costes auditados de los grupos de producción²⁰:
Resolución de la DGPEyM por la que se establecen los criterios para la

¹⁷ Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

¹⁸ Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se determina el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

¹⁹ Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

²⁰ La Resolución de 01/12/2010 se debería haber aplicado en la determinación de la compensación definitiva de 2011, que normalmente se calcula durante el año siguiente. Sin embargo, Endesa no ha solicitado aún el reconocimiento de la citada compensación.

realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los SEIE, aprobada el 01/12/2010.

- 2) Determinación de los parámetros técnicos mediante pruebas de rendimiento²¹: *Resolución de la DGPEyM por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprobada el 03/08/2012.*

A la fecha de redacción de este documento, estas resoluciones no han sido aún objeto de aplicación efectiva. Se debe señalar que su aplicación reduciría la asimetría de información que existe entre las empresas productoras y el regulador a efectos de realizar el seguimiento de los costes estándares. Por un lado, la recogida periódica de datos sobre los costes debidamente auditados (contabilidad regulatoria) sería una herramienta fundamental para el seguimiento de los costes variables y el ajuste futuro de los estándares. Por otro lado, las pruebas de rendimiento permitirían conocer los parámetros técnicos (en particular, el rendimiento) de las diferentes familias de grupos de generación.

Además, está pendiente de aprobación el Procedimiento de Operación²² sobre el reconocimiento de la mezcla de combustible, que contribuiría en la misma dirección al conocimiento del rendimiento de los grupos y su contraste con el estándar reconocido. Esta Comisión considera imprescindible hacer valer estas medidas y urge la puesta en práctica efectiva de las mismas.

Lo anterior viene a confirmar una característica que se ha venido repitiendo históricamente en la regulación de los sistemas extrapeninsulares, como es su a menudo postergada y a veces inacabada regulación, lo que ha conducido a una asimetría sistemática de información para el regulador.

4.6 Consideración final

La modificación de la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en los términos planteados en la propuesta de R.D. que se informa, implica mayores exigencias de actuación, supervisión y control por parte de la CNMC y del MINETUR. Aspecto éste que resulta similar al resto de la regulación propuesta para las actividades reguladas en la reforma energética del Gobierno.

²¹ La Resolución de 03/08/2012, prevista desde 2006, no ha sido puesta en práctica, al no haberse iniciado aún las pruebas de rendimiento que deben ser ejecutadas por Endesa, con la supervisión de REE.

²² Propuesta de procedimiento de operación sobre reconocimiento de la mezcla de combustible en las unidades de producción en los SEIE, informada por la CNE con fecha 23/09/2010.

Es importante indicar que los nuevos modelos regulatorios propuestos, necesitan o requieren una mayor información, y el posterior tratamiento de la misma, por los distintos agentes implicados, lo que exige la dedicación de importantes recursos tanto por parte de las empresas como por parte del regulador y la administración competente. Esto puede implicar que dichos modelos no puedan desarrollarse adecuadamente en la práctica de forma efectiva, si la CNMC y el MINETUR no se dotan de los recursos suficientes para garantizar el correcto desarrollo de las distintas tareas encomendadas por la legislación prevista.

En este sentido, la CNE está dotándose de un sistema de contabilidad regulatoria de costes mediante una base de datos con los costes de inversión y de combustible auditados de los grupos de generación en los SNP. Esta base de datos permitirá, sobre todo, un mejor seguimiento y control de la explotación eléctrica en estos territorios.

Por último, y sin perjuicio de que el cumplimiento efectivo de las tareas encomendadas por las modificaciones en la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los SNP puedan implicar la necesidad de una mayor dotación de recursos para el regulador, es de esperar que del correcto desarrollo de sus labores resulten en una reducción de los costes regulados de estos sistemas.

5 CONSIDERACIONES AL ARTICULADO

5.1 Título I. Objeto y ámbito de aplicación

5.1.1 Objeto (artículo 1)

El Proyecto diferencia las instalaciones de producción eléctrica según sean de tipo gestionable o no gestionable. En el apartado 1 de este artículo se definen los dos grupos siguientes:

- a) *En instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, y residuos.”*
- b) *En instalaciones no contenidas en el apartado anterior y que utilicen fuentes de energía renovables”.*

La categorización de algunas tecnologías no es del todo clara y se contradice en parte con el contenido de los artículos 8 y 9 del Proyecto.

La diferenciación que realiza el Proyecto requiere, en el caso de las instalaciones del artículo 1.1.a):

- definir los parámetros técnicos en todas las instalaciones gestionables (artículo 7),

- establecer las condiciones para que estas instalaciones puedan acceder al régimen económico adicional mediante la obtención de la resolución de compatibilidad (artículo 8),
- aplicar a todas ellas los costes estándar fijos y variables definidos en el Título III (artículos 12 a 23),

Para las instalaciones del artículo 1.1 b), se adopta el régimen retributivo específico definido con carácter general para las instalaciones que utilicen las energías renovables no gestionables (artículo 9).

No obstante lo anterior, no queda claro en qué grupo se encuentran las unidades de producción de *cogeneración*, ya que, al abastecerse de hidrocarburos, según el artículo 1 estarían en el punto 1.a). Sin embargo, en el artículo 9, que trata el régimen económico de las unidades del punto 1.b), se incluye la tecnología de cogeneración. En el caso de las tecnologías que utilicen *residuos*, el tratamiento es igualmente ambiguo.

Por otra parte, entre las instalaciones gestionables no se hace referencia a la energía *geotérmica*, siendo así que donde más potencial tiene esta tecnología en España es en las Islas Canarias.

Por último, en la línea marcada por el Proyecto, y conforme a las propuestas efectuadas por la CNE en el apartado 4.5, donde se proponen tres regímenes retributivos diferentes (para instalaciones existentes, nuevas y las que utilicen energías renovables, de cogeneración o residuos), se propone:

- 1) Mantener la clasificación de instalaciones gestionables y no gestionables a efectos de lo previsto en los artículos 7 y 8.
- 2) Proponer que se aplique el Título III únicamente a las instalaciones existentes no amortizadas al RD 1747/2003.

Adicionalmente se propone incluir a la energía geotérmica como generación gestionable, en el artículo 1.1.a), dados los potenciales recursos de esta energía en Canarias.

- a) *En instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotérmica y residuos.*

5.1.2 Integración del sistema Mallorca-Menorca en MIBEL (artículo 3.4)

El presente Proyecto no define con precisión el término “integración efectiva” de un sistema aislado del mercado eléctrico peninsular, sino que pospone su concreción, mediante Orden Ministerial, a un momento futuro en que la “*capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su integración efectiva...*”.

En el Informe sobre el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico (APL), de 31 de julio de 2013, esta CNE ha propuesto (capítulo 4.3.4) que los SNP puedan ser integrados en el mercado peninsular cuando exista una interconexión con la Península de capacidad

comercial superior al 20%. En tal caso, efectivamente, se debería elaborar una regulación específica, proceso en el cual se considera la CNMC debe participar de forma activa. En consecuencia, el texto del apartado 4 del artículo 3 se modificaría de la siguiente forma:

“Artículo 3. Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares

[...]

*4. Los sistemas eléctricos aislados dejarán de considerarse como aislados cuando la capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su integración efectiva en el mercado eléctrico peninsular. **La integración se considerará efectiva cuando la capacidad comercial de la interconexión sea superior al 20% de la demanda punta del sistema no peninsular. Los mecanismos que regulen la integración ~~hecho~~ que deberán establecerse por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe del operador del sistema, y del operador del mercado y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.**”*

5.2 Título II. Régimen económico y administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica

5.2.1 Planificación, cobertura y concursos de nueva capacidad (artículos 4, 5, 6 y 10)

Esta Comisión considera fundamental para conseguir los objetivos principales del nuevo marco regulatorio en los SNP (a saber: reducción de los costes de explotación e incremento de la eficiencia tecnológica de la producción, manteniendo la seguridad del suministro) contemplar la posibilidad de adjudicación de nueva capacidad mediante concursos de libre competencia. Los artículos 4, 6 y 10 desarrollan el mecanismo para la celebración de concursos de instalación de nueva capacidad, englobada en la planificación y sujeta a la potencia necesaria anualmente definida por la DGPEyM.

En los concursos se establece la restricción de que los adjudicatarios deban tener menos de un 40% de la potencia instalada en cada sistema, según se define en el apartado 6 del artículo 10²³. Si bien esta Comisión comparte el objetivo de fomentar la entrada de nuevos agentes en la producción de energía eléctrica en los SNP, con el fin de incrementar la transparencia y facilitar el contraste de la información relativa a los costes específicos en estos sistemas, la Comisión no comparte la limitación anterior, dado que se impide al

²³ Hasta la entrada en vigor del Real Decreto 1747/200323, de 19 de diciembre, que desarrollaba los principios definidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico para los SNP, no existía en estos sistemas una separación efectiva de las actividades del sector.

Todos los grupos de generación en régimen ordinario en los SNP, así como las redes de transporte y distribución de los archipiélagos canario y balear, pertenecían al Grupo Endesa, quien asimismo despachaba los grupos. Aun hoy día, la única empresa generadora en régimen ordinario en los sistemas aislados no integrada en Endesa es Cepsa, que opera una cogeneración de 47 MW, en su día acogida al régimen especial, asociada a la refinería de Tenerife.

Desde 2006, el despacho ha sido realizado en los sistemas aislados por REE, en su calidad de operador del sistema, y en 2010 se produjo el traspaso de la titularidad de las líneas y subestaciones de tensión igual o superior a 66 kV de Endesa a REE.

consumidor (y en su caso, al contribuyente) aprovechar todas las economías de escala y de alcance que se puedan producir.

No obstante, en caso de que dicho artículo 10 finalmente se mantenga, se considera que debería precisarse mejor la definición del grupo de sociedades, y señalar la no participación, para lo cual se propone la siguiente redacción alternativa:

Artículo 10. Concursos de nueva capacidad para instalaciones térmicas e hidroeléctricas no fluyentes

[...]

*3. El concurso se convocará mediante Resolución del Secretario de Estado de Energía, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado", y en la que se establecerán, al menos:*

[...]

*6. Con carácter general, no podrán **participar en ser adjudicatarios de** los concursos de nueva capacidad las empresas o **sociedades que pertenezcan al mismo grupo** empresariales, definidos según lo establecido en el artículo 42.1 del Código de Comercio, que posean un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema. Exclusivamente en los supuestos en los que no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda, y cuando no se hubiera presentado ninguna otra empresa, con carácter extraordinario se podrá adjudicar el concurso a una empresa o **sociedad que pertenezca al mismo grupo** empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema.*

Además, cabe indicar que la limitación que la propuesta de RD establece para la participación del productor incumbente en los concursos de nueva capacidad, se limita a la sociedad que es titular de la potencia instalada y las sociedades de su mismo grupo empresarial. Esta condición, no impediría que el productor incumbente pudiera constituir una sociedad con la que participar en el concurso, en la que tuviera una participación minoritaria, o incluso una participación del 50% con otro socio, con el que hubiera suscrito un acuerdo de control conjunto, dado que dicha sociedad no formaría parte del mismo grupo de sociedades que el productor incumbente, según los criterios del artículo 42 del Código de Comercio.

Por su parte, el Artículo 5 establece los objetivos y criterios de los dos informes que el Operador del Sistema tiene que elaborar periódicamente. Estos informes versan sobre la cobertura de la demanda de cada sistema aislado:

- i) con horizonte de 10 años y con frecuencia de elaboración anual, y
- ii) con horizonte anual móvil, a elaborar trimestralmente.

Esta Comisión considera que la CNMC debería conocer estos informes de cobertura en el ámbito de sus funciones así como las CC.AA. en sus ámbitos territoriales. Por otra parte, no se considera adecuado que el operador del sistema deba implicarse en el coste de la nueva capacidad de generación, sino justificar mediante un análisis coste-beneficio las opciones que se propongan. Por otra parte, se han de considerar en este artículo los comentarios señalados en el punto 4.4.1 anterior, en relación con la planificación de infraestructuras.

Por tanto, se recomiendan las siguientes modificaciones:

“Artículo 5. Informes de cobertura del operador del sistema.

1. El operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, **a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a las Comunidades Autónomas y a las Ciudades Autónomas que corresponda**, antes del 1 de noviembre de cada año, un informe de la cobertura de la demanda en el largo plazo (horizonte de 10 años), en el que se pongan de manifiesto los riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro existentes en cada uno de los sistemas eléctricos aislados definidos en el artículo 3 de este real decreto. La potencia necesaria a considerar por el operador del sistema en cada sistema aislado será la establecida en el artículo 4 de este real decreto.

En este informe el operador del sistema valorará **técnicamente y económicamente** las necesidades de nuevas instalaciones de generación por nudos, y sus tecnologías, **incluido el vertido de energía renovable y finalmente, los sistemas de turbinación-bombeo, así como otras alternativas para resolver estos riesgos, considerando asimismo las posibles acciones sobre la demanda, los refuerzos en la red de transporte y las interconexiones que correspondan. En su caso, y en colaboración con el gestor del sistema gasista, realizará una valoración conjunta de la penetración y utilización del gas natural. Asimismo y en todos los casos, realizará un análisis coste-beneficio de las opciones que se propongan.**

[...]

2. Adicionalmente,....

*El informe será remitido por el operador del sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas, **a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** y al organismo competente en materia de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma que corresponda.”*

Finalmente, el artículo 6.2 establece que excepcionalmente se podrá reconocer el régimen retributivo adicional a instalaciones de generación aun cuando se superen los valores necesarios para la cobertura de la demanda en un determinado año, si bien no señala a qué órgano corresponde dicho reconocimiento, si bien en el apartado 1 se menciona a la DGPEyM. Por tanto y a juicio de esta Comisión, dicho apartado 2 debería especificar con claridad el órgano al cual corresponde el reconocimiento en cuestión.

5.2.2 Régimen administrativo (artículo 7)

De acuerdo con el artículo 7.2. y los grupos de instalaciones del artículo 1.1, las nuevas instalaciones de generación gestionable (incluidas la cogeneración, la biomasa, los residuos) han de solicitar a la DGPEyM la aprobación, previo informe de la CNMC y del OS, de los parámetros técnicos a efectos de despacho así como el valor de la inversión.

Este valor que se solicita a las nuevas instalaciones podría omitirse, si se tiene en cuenta la propuesta de la CNE recogida en el apartado 4.4 de este informe. Sin embargo, para mantener la garantía de suministro en sistemas aislados, se considera adecuado que todas las instalaciones gestionables definidas en el artículo 1.1.a) soliciten la aprobación de los parámetros operativos a efectos de despacho.

Por otra parte, se debe trasladar también la resolución con los parámetros técnicos aprobados, en su caso, a las Ciudades Autónomas.

“Artículo 7. Régimen administrativo para instalaciones de producción en los sistemas eléctricos aislados

[...]

2. [...] el reconocimiento de sus parámetros técnicos a efectos de despacho ~~así como el valor de la inversión en los términos establecidos en el artículo 15 de este real decreto.~~

Las características técnicas a efectos de despacho serán aprobadas por el Director General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del operador del sistema, y se dará traslado de la citada resolución a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma correspondiente. Las características técnicas que precisarán aprobación serán, como mínimo, las siguientes: [...]

5.2.3 Régimen económico para las instalaciones con generación eléctrica gestionable (artículo 8)

En el artículo 8 se establecen las condiciones para que las referidas instalaciones gestionables del artículo 1.1.a) puedan acceder al régimen económico adicional mediante la obtención de la resolución de compatibilidad. Nuevamente en consonancia con la agrupación de instalaciones del artículo 1 y con lo propuesto en el apartado 4.4. de este informe, los aspectos económicos previstos en el Título III y referidos en este artículo han de ser matizados, porque se aplicarían únicamente a las instalaciones existentes acogidas al RD 1747/2003, de 19 de diciembre, no amortizadas. Las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos se acogerían a la regulación general. Se propone pues la modificación del artículo 8 de la siguiente forma:

“Artículo 8. Régimen económico para instalaciones de bombeo ~~producción hidroeléctricas no-fluyentes~~ y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón e hidrocarburos, ~~biomasa, biogás, y residuos en los sistemas eléctricos aislados.~~”

1. El régimen retributivo adicional al que hace referencia la Ley del Sector Eléctrico, de las instalaciones de producción de energía eléctrica no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre del apartado 1.a del artículo 1 será el regulado en el Título III de este real decreto.
2. La nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica ~~del apartado 1.a del artículo 1 y las instalaciones amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y en su caso, la~~ modificación de las existentes que vayan a operar en los territorios no peninsulares y que pretendan tener el régimen retributivo adicional previsto en la Ley del Sector Eléctrico, deberán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que, con carácter previo a la autorización administrativa, dicte resolución de compatibilidad favorable a estos efectos. En régimen retributivo adicional será la diferencia horaria entre el precio del despacho regulado en el artículo 24 de este real decreto y el precio del mercado de producción, descontados en ambos casos los costes medios de los respectivos desvíos. Estas instalaciones serán remuneradas mediante el precio del despacho, y por los servicios de ajuste que proporcionen, y en su caso, por los pagos por capacidad.

(...).

5. Una vez recibido el informe del operador del sistema, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, acompañando el referido informe del operador del sistema. En dicho informe, la citada Comisión ...

(...)

~~— Propuesta de estándar de inversión y de parámetros técnicos y económicos que determinarán los costes fijos y variables de generación a efectos de liquidación de las instalaciones de esa tecnología y potencia, en aquellos supuestos en los que no exista norma que los establezca.~~

(...)

7. No obstante lo anterior, el caso de nuevas instalaciones de bombeo u otro tipo de generación singular, se aprobarán ~~En aquellos supuestos en los que no exista normativa que establezca los parámetros técnicos y económicos a efectos de liquidación y los estándares de inversión para determinadas tecnologías, estos serán aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo~~ **los parámetros técnicos y económicos que correspondan, para ser considerados a efectos de liquidación y estándares de inversión, conforme a los criterios del Título III de este real decreto.**

8. (..)

La resolución de compatibilidad favorable dará derecho a ese grupo a **participar en el despacho de costes variables correspondiente y a percibir el régimen retributivo adicional previsto en los apartados 1 y 2 anteriores regulado en el título III de este real decreto**, durante la vida útil regulatoria.

(...)

D. Que los parámetros técnicos ~~y económicos que determinan los costes fijos y variables de generación a efectos de liquidación y los estándares de inversión~~ de la instalación proyectada hayan sido aprobados con carácter previo por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

(...)

~~12. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar una retribución adicional específica distinta a la establecida en el Título III dicho informe y tendrá una duración limitada”.~~

En relación con el contenido del referido artículo 8.8 de la propuesta informada, debería clarificarse el alcance vinculante o no del informe de la CNMC en orden a la obtención de la resolución de compatibilidad, pues a los efectos de lo previsto en el artículo 83 de la Ley 30/1992 y salvo disposición expresa en contrario, los informes serán facultativos y no vinculantes. En este sentido, se pone de manifiesto la naturaleza contradictoria otorgada al informe de la CNMC en la propuesta en función de su contenido, de modo que dicho informe de la CNMC sería vinculante de resultar desfavorable, pero sería no vinculante de resultar favorable.

Se propone por otra parte ampliar los motivos de adjudicación del régimen retributivo adicional e incluir las mejoras de carácter ambiental o la aplicación de tecnologías de I+D como características que permitan adquirir la Resolución de compatibilidad:

“Artículo 8.

[...]

9. Excepcionalmente se podrá reconocer el régimen retributivo adicional o específico mediante resolución favorable de compatibilidad a instalaciones de generación, aun cuando se superen los valores necesarios para la cobertura de la demanda, por razones de seguridad de suministro o

eficiencia técnica y económica del sistema **o por mejoras ambientales**, cuando el proyecto incluya tecnologías que técnica y económicamente aporten mejoras respecto al resto del parque generador de ese sistema, **y** que permitan la renovación del parque generador amortizado, **en particular si aplican tecnologías que permitan la demostración de proyectos de investigación y desarrollo identificados como de particular interés para acelerar dichas mejoras.**

5.2.4 Régimen económico para las instalaciones con generación eléctrica no gestionable (artículo 9)

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se propone modificar la redacción del artículo 9 de la siguiente forma:

*“Artículo 9. Régimen económico específico para instalaciones ~~hidroeléctricas fluyentes~~ o que utilicen como fuentes de energía **primaria** renovables, **la cogeneración de alta eficiencia** ~~distintas a la biomasa, biogás y de~~ **y los** residuos.*

1. *Las ~~instalaciones~~ **que utilicen como fuentes de energía renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los residuos** ~~a las que hace referencia el apartado 1.b del artículo 1 del presente real decreto~~ podrán percibir el régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, **cogeneración y residuos**, en los términos previstos en la normativa de aplicación.*

(...)

2. *Para tener derecho a dicho régimen retributivo, las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica o renovación de las existentes en los citados territorios **cuando su potencia supere 1 MW**, requerirán (...) resolución favorable de **compatibilidad de** la Dirección General de Política Energética y Minas.*

(...)

3. *Aquellas instalaciones que, **con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de este real decreto**, obtengan una autorización administrativa sin la resolución favorable prevista en el apartado anterior no tendrán derecho al régimen retributivo específico, percibiendo, exclusivamente, el precio horario final **del mercado** peninsular.*

4. *No obstante lo previsto en los apartados anteriores, no será necesaria la resolución de compatibilidad **prevista en el artículo 7 de este real decreto regulada en este artículo** para aquellas instalaciones que resulten adjudicatarias de los procedimientos de concurrencia para el otorgamiento de un régimen retributivo específico*

5 Tanto las instalaciones nuevas como las existentes participarán en el despacho de costes variables correspondiente y serán remuneradas mediante el precio horario del mercado de producción, sin costes de desvíos, pero indexado al precio horario de la energía en el despacho, según se establece en el artículo 24 de este real decreto, con imputación de los costes de los desvíos en los que incurran.”

Por último, se considera que el apartado 9.4 debería integrarse en la redacción del artículo 8 y no en el 9 –de modo congruente con lo dispuesto por el artículo 10.7 de la propuesta-, o bien referirse a la resolución favorable de la DGPEM establecida en el apartado 2.

5.2.5 Instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (artículo 11)

El artículo 11 de la propuesta no atribuye la competencia orgánica para determinar qué instalaciones de bombeo tienen como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, siendo esta determinación de trascendental importancia para otorgar la titularidad de esas instalaciones de bombeo al operador del sistema. Igualmente, no hay regulación en la propuesta sobre la retribución de estas instalaciones de bombeo.

5.3 Título III. Régimen retributivo para las instalaciones no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre ~~hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás y residuos~~

5.3.1 Régimen retributivo (Artículos 12, 13, 14, 15, 16, 19 y 21 del Título III)

Con carácter general y conforme a la propuesta de la CNE contenida en el apartado 4.4 de este informe se deben modificar los apartados 1 de los artículos 12, 13, 14, 15, 16, 19 y 21 del Título III para contemplar únicamente a las instalaciones existentes no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, y no las reguladas en el apartado a) del artículo 1.1:

“

1. ... las instalaciones no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre reguladas en el apartado a) del artículo 1.1. ...”

5.3.2 Corrección de la fórmula del coste horario fijo

Se propone el siguiente cambio en el apartado 3 del artículo 13 dado que el numerador de la fórmula original estaba definido en €, que es la definición de $CF_n(i)$ utilizada en el apartado 1 del artículo), el denominador en MW por hora, el coste horario no quedaría definido en euros/MW (tal y como se define en el apartado 1).

Artículo 13. Cálculo de la retribución por costes fijos

[...]

$$CF_n(i, h) = \frac{CF_n(i)}{PN(i) * H_i} fest_h$$

“

5.3.3 Modificaciones en el método de cálculo de la anualidad del coste por inversión (artículo 15)

En el apartado 1 del artículo 15 se establece un mecanismo de *profit sharing* asimétrico para las inversiones en instalaciones de generación definidas en el artículo 1.1.a). De acuerdo con este incentivo a la inversión, si el valor auditado de la inversión se sitúa por encima del límite máximo, la empresa ve reconocido únicamente el límite máximo de la inversión. Si el valor de la inversión se sitúa por debajo del límite máximo, la empresa ve reconocido el valor de la inversión más el 50% de la diferencia respecto al límite máximo. Con independencia de si se adopta un mecanismo de *profit sharing* simétrico o asimétrico, se considera necesario que el criterio que se establezca para definir el valor regulatorio de la inversión en las actividades reguladas debe ser consistente y por tanto aplicar el mismo criterio en las actividades reguladas del sector eléctrico.

En consecuencia y de acuerdo con las propuestas de esta Comisión respecto a los informes sobre las propuestas de retribución de las actividades de transporte y distribución, se propone la siguiente modificación:

*“El valor de la inversión reconocida a cada instalación de generación será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas a petición del titular, tal y como se establece en el artículo 7 de este real decreto y será el valor real de la inversión realizada, debidamente auditada, más el 50 por ciento de la diferencia, **sea ésta positiva o negativa**, entre los **valores de referencia** ~~límites máximos~~ y dicho valor real cuando éste sea inferior al límite. Los **valores de referencia** ~~límites máximos~~ se determinarán multiplicando la potencia neta inscrita de la instalación por los valores unitarios fijados por los diferentes sistemas diferenciados por tecnología y tamaño, de acuerdo con lo establecido en el Anexo V de este real decreto. ~~Si la diferencia fuera negativa, el valor reconocido de la inversión realizada será el que resulte de multiplicar la potencia neta inscrita por los valores unitarios fijados en el citado anexo”.~~*

El artículo 15.1 también establece que *“Para el cálculo de los valores de inversión reales se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones públicas, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, así como los conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados”.*

Se considera que debería precisarse qué se entiende por *“conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados”.*

En relación a las subvenciones, se considera que podría incluirse algún mecanismo de *“profit-sharing”* que incentive a los productores en los sistemas no peninsulares para la obtención de subvenciones, principalmente de origen europeo, permitiendo retener al productor hasta un 10% de la subvención. En este sentido se propone la siguiente redacción alternativa:

*“Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones públicas **al menos en el 90% de la cuantía de la ayuda pública percibida**, las (...)*

En cualquier caso, no se observan en las cuentas auditadas de GESA y UNELCO importes relevantes de subvenciones oficiales de capital. A 31/12/2012, son nulas en GESA, y tienen un valor neto de 11 millones € en UNELCO, no especificándose su procedencia. El importe restante de la partida contable de “Subvenciones, donaciones y legados recibidos” se corresponde con los derechos de emisión de CO₂.

De acuerdo con el Real Decreto-Ley 9/2013, esta propuesta de Real Decreto, en el artículo 15.2, toma el rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años como tasa de retribución de referencia incrementada con un diferencial de 200 puntos básicos.

El presente informe señala en su punto 4.3 “Sobre la tasa de retribución”, que el diferencial no debería fijarse en 200 puntos básicos, sino que tendría que establecerse, y revisarse cada 6 años, en función del WACC de referencia de la actividad a retribuir. Aspecto éste que ya fue señalado por esta Comisión en su Informe 16/2013 sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, de fecha 31 de julio de 2013.

Por otra parte, se considera que debería establecerse un mecanismo de revisión intermedio (cada 3 años), en caso de cambios significativos en las variables que determinan el WACC²⁴ de referencia de la actividad, al objeto de no penalizar ni bonificar en exceso, a las empresas, por no trasladarles los cambios (positivos o negativos) en dichas variables, a lo largo de un periodo de tiempo tan largo como 6 años. En estos términos la propuesta de RD introduce un mecanismo de revisión cada 3 años el coste variable de generación en el artículo 19.2.

Por último, dado que en otras actividades reguladas, se establece que la CNMC remita antes del 15 de mayo del año n-1, siendo n el año de comienzo del periodo regulatorio, los parámetros técnicos y económicos para el establecimiento de la retribución, y dado que los periodos regulatorios serán coincidentes para las distintas actividades, se propone que la tasa de retribución financiera se calcule tomando como base las obligaciones del Estado a 10 años entre abril del año n-3 y abril del año n-1, a fin de que la CNMC pueda obtener el dato y reportarlo antes del 15 de mayo del año n-1, dado que el valor que se utilice ha de ser el mismo para todas las actividades reguladas.

Para tener en cuenta estas consideraciones, se propone la siguiente redacción alternativa:

“2.

[...]

La tasa financiera de retribución a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares que tengan retribución por inversión, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a 10

²⁴ WACC nominal pre-tax.

años incrementada en **un diferencial 200 puntos básicos** y tendrá una vigencia de seis años. **Dicho diferencial se establecerá teniendo en consideración el WACC de referencia de la actividad a retribuir, de acuerdo con una metodología establecida por Circular de la CNMC.** Para el cálculo de la tasa de retribución se tomará como valor de las obligaciones del Estado a 10 años la media de los 24 meses comprendidos entre **abril junio** del año n-3 y **abril junio** del año n-1.

La tasa de retribución será revisada cada 6 años. **No obstante, podrá revisarse al tercer año, si se producen cambios significativos en las variables que determinan el WACC de referencia de la actividad. [...]**”

5.3.4 Mejorar la definición de los parámetros (Artículo 16, anexo VI)

Esta Comisión está de acuerdo con el OS cuando indica en sus alegaciones que, una vez establecido que los costes fijos de operación y mantenimiento se calculan por grupo, y en el anexo VI (que no en el VII) están los valores unitarios de estos costes para cada tipo de grupo y sistema, dicho coste por grupo quedaría inequívocamente definido con solo el primer párrafo si se redactara de la siguiente forma:

*“Artículo 16. Método de cálculo de la anualidad del coste por operación y mantenimiento fijo
Los costes fijos de operación y mantenimientos de las instalaciones (OMFn (i)) **no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre** reguladas en el apartado a) del artículo 1.4 serán aquellos costes operativos de la central que son independientes de la producción, incluyendo los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente y otros gastos de explotación. Se calcularán, para cada grupo, como el producto de los valores unitarios de la anualidad de costes de operación y mantenimiento **establecidos en el anexo VI** por la potencia nominal de dicho grupo.*

~~*Para la determinación de los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos a cada uno de los grupos de una central se seguirá el siguiente procedimiento:*~~

- ~~— *Se descompondrá la central en función de las diferentes tecnologías instaladas en dicha central.*~~
- ~~— *Se obtendrá, para cada una de las tecnologías existentes, la potencia total de esa tecnología en cada central*~~
- ~~— *los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos a cada uno de los grupos de una central serán los establecidos en el anexo VII de este real decreto según la tecnología de ese grupo y la potencia total de esa tecnología en cada central*~~

Anualmente el Director General de Política Energética y Minas aprobará los valores unitarios actualizados de coste de operación y mantenimiento fijos para dicho año según los índices de actualización indicados en el anexo VII.”

Con respecto a la sustitución del valor de indisponibilidad máxima permitida por un rango progresivo, se considera que la referencia única del 20% de indisponibilidad máxima permitida, por encima de la cual se pierde la totalidad de la anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos (es decir, se retribuye todo o nada), debiera ser reemplazada por un rango dentro del cual se aplicara un criterio de progresividad, por ejemplo entre el 12% y el 30%, de modo que con indisponibilidades por debajo del 12% se percibiera la totalidad de la retribución prevista por este concepto, reduciéndose progresivamente el importe a percibir hasta una indisponibilidad del 30%, por encima de la cual se perdería por completo.

El límite inferior del 12% se justifica por coherencia con la definición del parámetro CFn propuesta en el artículo 13: es el valor complementario de la disponibilidad del 88% implícita en las horas anuales de funcionamiento estándar H_i que detalla la tabla del Anexo IV del proyecto (en rigor el porcentaje variaría, en función de las tecnologías, entre el 88% y el 94%; se propone el 12% por ser el valor más ampliamente aplicado y por simplicidad).

El límite superior del 30% se justifica en el hecho de que una planta que deba ser sometida a una revisión mayor u overhaul que requiera una parada prolongada puede fácilmente permanecer indisponible durante cerca de 2 meses, es decir, aproximadamente un 16% de las horas del año. Conceder únicamente un margen de un 3%-4% adicional a tal referencia como se recoge en el Proyecto se considera muy exigente, máxime si superar el 20% supone perder la totalidad de la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos. Un 30% es aproximadamente el doble de la referencia antes considerada para el *overhaul*, en tanto que la progresividad —por ejemplo linealmente aplicada— en la horquilla del 12% al 30% se considera incentivo suficiente para mantener la indisponibilidad al mínimo.

5.3.5 Órdenes de arranque (artículo 18)

Las órdenes de arranque constituyen uno de los incentivos más poderosos para el adecuado mantenimiento de 1) las instalaciones no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y 2) las instalaciones nuevas o existentes amortizadas, por razones de seguridad del suministro. Por ello, se considera adecuado que estas órdenes imprevistas de arranque se puedan dar a todos los grupos del tipo 1.a), ya que de no cumplir los requisitos exigidos, el productor es penalizado gravemente perdiendo la totalidad del coste fijo durante un año, en el primer caso, mientras que en el segundo, pudiera afectar a la percepción del pago por capacidad. Además, si fallara el mismo grupo existente una segunda vez, perdería para siempre la retribución por dicho coste fijo.

Esta Comisión comparte que las órdenes de arranque son necesarias para la verificación de la disponibilidad de los grupos con funcionamiento reducido, que está remunerada mediante el coste fijo individualizado. No obstante, parece excesivo penalizar a un grupo existente que por segunda vez no pueda obedecer las órdenes de arranque con la supresión definitiva de este concepto, por lo que se propone la aplicación de una supresión sucesiva de anualidades.

Por otro lado, teniendo en cuenta el objetivo de las órdenes de arranque, y la importancia de que éstas surtan el efecto deseado en caso de necesidad, no está de más especificar que tienen que realizarse sin previo aviso.

“Artículo 18. Órdenes de arranque

*1. El operador del sistema dará instrucciones, **sin previo aviso**, de arranque-parada a aquellas instalaciones de producción del apartado a) del artículo 1.1 en los sistemas eléctricos de los territorios*

no peninsulares que presenten un índice de funcionamiento reducido para comprobar su correcto funcionamiento.

[...]

5. La Dirección General de Política Energética y Minas declarará el incumplimiento de la instrucción de arranque, previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de un año.

El incumplimiento de la instrucción de arranque conllevará la supresión de la retribución por coste fijo o en su caso, el pago por capacidad correspondiente durante un periodo mínimo de un año desde su notificación.

En el caso de que el productor corrigiera las causas que motivaron su incumplimiento deberá notificarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicha instalación podrá percibir, en su caso, retribución por costes fijos o en su caso, el pago por capacidad una vez transcurrido el plazo mínimo de un año de supresión, y previa comprobación del cumplimiento de las consignas por parte del operador del sistema. ~~La comisión de un segundo incumplimiento supondrá la pérdida definitiva del derecho al cobro de la retribución por costes fijos.~~

Respecto de las penalizaciones contempladas en los artículos 18.5 y 20.2 de la propuesta, esta Comisión considera que en su redacción debería expresarse que las mismas se establecen sin perjuicio de la concurrencia de las sanciones que pudieran corresponder, en su caso, como consecuencia de las acciones u omisiones en las que hubiera incurrido el sujeto en cuestión.

5.3.6 Actualización de los componentes del coste variable de generación a efectos tanto de liquidación como de despacho de acuerdo con las pruebas de rendimiento (artículos 19 y 20)

El Proyecto distingue entre dos tipos de costes variables de generación: por un lado se establecen los costes variables *a efectos de liquidación*, y por otro lado, *a efectos de despacho*. Según la argumentación de la teoría económica, los costes de liquidación se basarán en unos estándares establecidos y actualizados, en este caso concreto, cada tres años (un semiperiodo regulatorio), y de esta forma supondrán *un incentivo* para que las empresas productoras reduzcan sus costes y se alejen de dichos estándares reteniendo, como beneficio, la diferencia. En las revisiones sucesivas una parte de estas ganancias de eficiencia han de pasar al consumidor. En los artículos 19 y 20 no queda suficientemente claro que los resultados de las pruebas de rendimiento tendrán que ser incorporados al cálculo de los componentes de los costes variables. Como estas revisiones se han de realizar con base en pruebas de rendimiento, se propone efectuar las revisiones en cada periodo regulatorio de seis años. Por tanto, se proponen los siguientes cambios:

“Artículo 19. Coste variable de generación a efectos de liquidación

[...]

2. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ~~podrá~~ revisará cada seis ~~3~~ años los valores de los parámetros utilizados para el

cálculo de los componentes del coste variable de generación a efectos de liquidación establecidos en este artículo, incorporando en dicha revisión los resultados de las pruebas de rendimiento. “

*“Artículo 20. Revisión de parámetros técnicos y económicos. Pruebas de rendimiento de las centrales
[...]*

3. A estos efectos, tanto la Dirección General de Política Energética y Minas como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar al operador del sistema la información técnica necesaria para el cálculo de los anteriores parámetros, obtenida tanto en las pruebas de rendimiento, como en el funcionamiento ordinario de los grupos.”

Por otro lado, los costes variables a efectos de despacho estarán más estrechamente vinculados con los costes reales, como lo señalan las actualizaciones continuas previstas para cada variable, parámetro y coeficiente según los precios del combustible y las pruebas de rendimiento.

En cuanto al precio del CO₂, definido en el apartado 1.e), se considera más apropiado valorar los derechos de emisión al precio medio del mercado secundario o cotización del producto *forward* europeo, pues se considera que de esta manera se trasladarían mejor las señales de la evolución de la valoración de los derechos de emisiones en mercados líquidos y conocidos que con la plataforma Común, que trata transacciones concretas en el mercado primario.

Por último, en el apartado 3 del artículo 19 se establece que los costes adicionales de generación ocasionados por insuficiente mantenimiento o falta de capacidad necesaria en las redes de transporte y distribución se imputarán a las empresas correspondientes. Sin perjuicio de que se comparta la propuesta, no parecen adecuados ni el lugar ni el mecanismo elegido. Por una parte, el operador del sistema tendría que evaluar posibles faltas de mantenimiento del transportista único, perteneciente a su misma empresa, lo que no parece muy objetivo. Por otra, el operador del sistema tendría que evaluar las posibles faltas de mantenimiento del distribuidor, con el incentivo de trasladarle posibles déficits del transporte. Por todo ello, **se propone la supresión de todo el apartado 3 del artículo 19**, y que en la regulación de las actividades de transporte y de la distribución se establezcan incentivos económicos (positivos y negativos) a la disponibilidad de instalaciones y a la calidad del servicio, respectivamente.

~~“3-La Dirección General de Política Energética y Minas declarará en su caso tal y como se indica en el párrafo anterior.”~~

No obstante, en el apartado 4.4.7 de este informe se recoge una propuesta de penalización al transportista por la energía no suministrada debida a fallos fortuitos de sus instalaciones, sin perjuicio del resto de incentivos económicos establecidos en los nuevos RR.DD. que regulan la retribución de las actividades de transporte y de distribución.

5.3.7 Cálculo de los precios de combustible (artículo 21)

Al definir el precio de los combustibles utilizados por los grupos de generación existentes, se contempla la posibilidad de que dichos combustibles no coincidan con los autorizados. Este hecho tiene que ser notificado al OS, quien otorgará o no la autorización para este “nuevo” combustible o mezcla de combustibles, siguiendo la filosofía de la *Propuesta de procedimiento de operación sobre reconocimiento de la mezcla de combustible en las unidades de producción en los SNP*, informada por la CNE con fecha 23/09/2010. Cabe mencionar nuevamente la urgente necesidad de la publicación de dicho procedimiento de mezclas de combustible para dar cumplimiento a este artículo.

En el punto 2 sobre la utilización de combustible o mezcla de combustible distintas de las autorizadas, se dice:

“Si la producción de energía eléctrica con la mezcla de combustible distinta de la autorizada no resulta imprescindible para la garantía de suministro, el operador del sistema denegará dicha solicitud, con la consecuente declaración de limitación de disponibilidad por parte del agente generador en la unidad de producción afectada.”

Se considera que en el caso de no cumplir esta condición, se podría aprobar la solicitud siempre que el agente aceptara ser retribuido como máximo al coste reconocido del combustible autorizado inicialmente, pudiendo reducirse esta retribución el caso de que la mezcla no autorizada supusiera una reducción del coste variable, de modo que no supusiera un perjuicio económico para el sistema. Se propone la siguiente redacción del punto 2:

“Artículo 21. Cálculo de los precios de combustible

2. En el caso de que la producción de energía eléctrica con la mezcla de combustible distinta de la autorizada no resulta imprescindible para la garantía de suministro, el operador del sistema aceptará dicha solicitud si:

En caso de ser los nuevos costes variables de generación mayores que los costes variables para el combustible o mezcla de combustibles autorizados, la producción es retribuida al coste variable de generación reconocido para el combustible o mezcla de combustibles autorizados.

En caso de ser los nuevos costes variables de generación menores que los costes variables para el combustible o mezcla de combustibles autorizados, la producción es retribuida a este menor coste variable de generación.

En caso de que el agente no desee producir a estas retribuciones denegará dicha solicitud, con la consecuente declaración de limitación de disponibilidad por parte del agente generador en la unidad de producción afectada.”

Por otra parte, dada la relevancia de la determinación del “puerto principal” en el reconocimiento de los costes de combustible y logística de las instalaciones existentes, se considera necesario definir más claramente el significado de este término. A juicio de esta

Comisión, debería ampliarse la tabla del apartado 2 del artículo 3 (que no el artículo 2) del Proyecto indicando expresamente el puerto –o, en su caso, puertos– principal(es) correspondientes a cada territorio, ampliando asimismo la habilitación del apartado 3 que permite una posible redefinición de los mismos mediante orden ministerial.

Además, el texto de los artículos 21 a 23 sugiere que para cada territorio no peninsular (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) se identificaría un único puerto principal. Se recomienda adaptar la redacción para dejar abierta la posibilidad de que, para lograr una optimización máxima, sea necesario definir, en algunos casos (en particular en el caso del SNP canario, cuyo archipiélago abarca una considerable extensión), más de un puerto principal por territorio; por ejemplo, en el caso del artículo 21 quedaría como sigue: *“4.1. Precio del combustible en puerto: comprende el precio del producto más los costes de logística necesarios para llevar dicho producto hasta el puerto (o, en su caso, puertos) principal(es) de cada territorio no peninsular definido en el artículo 23. El precio de combustible en puerto será obtenido de la subasta de combustible a que hace referencia el artículo 22, o en su caso el precio obtenido según lo establecido en el artículo 23.*

4.2. Costes de logística interna: Son los costes asociados a las operaciones de logística necesarias para llevar el combustible desde el cada puerto principal ~~de cada territorio no peninsular~~ hasta la central, es decir, los conceptos de traslado desde puerto principal de cada territorio no peninsular a puerto de cada sistema eléctrico aislado, descarga, servicios portuarios, almacenamientos intermedios, transporte hasta la central en cisterna, buques y camiones, control y adecuación de calidad, tarifas y costes de comercialización. “

Por otra parte, el coste de logística desde un puerto internacional de origen a cada puerto principal debería ser conocido antes de la celebración de las subastas, (lo cual requeriría determinar unas características técnicas de referencia del mismo: capacidad del buque, tamaño máximo de lotes, condiciones particulares de descarga en cada puerto principal), de manera que los participantes en la subasta puedan incorporarlo en sus ofertas. Debe tenerse igualmente presente que para la realización de las subastas es necesario definir claramente no sólo la calidad del combustible, sino el volumen, calendario y condiciones de entrega del mismo.

5.3.8 Procedimiento de subasta para el suministro de combustible (artículo 22)

En el artículo 22 se introduce una novedad importante, al establecerse un mecanismo de subasta para la adquisición del combustible en puerto en los sistemas no peninsulares, y la determinación de su precio. La subasta será organizada por el productor incumbente, pero con determinados hitos de supervisión y actuación por parte de la CNMC y el MINETUR.

El precio de partida para la realización de la subasta, según se establece en el artículo 23, será la suma del precio del combustible, en base a cotizaciones internacionales, y los costes de logística asociados al transporte del combustible desde el puerto de origen de referencia para los mercados del combustible, y el puerto de los sistemas no

peninsulares. La CNMC deberá remitir una propuesta de costes de logística a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por tanto, lo que se refiere al procedimiento de subasta para el suministro de combustible a las centrales existentes (según la propuesta de la CNE), se propone que dicho procedimiento pueda ser conocido e informado por la CNMC, dadas las funciones de este Organismo.

Por otra parte, dada la complejidad normativa y las particularidades específicas requeridas para establecer la regulación de la subasta, se considera necesario el desarrollo de una orden ministerial propia que regule el procedimiento de la subasta y donde se determinen entre otros aspectos, las características principales de los productos a subastar (definición de los productos a subastar y periodo de entrega) y la periodicidad de las subastas, el tipo de subasta a desarrollar, la información a facilitar por los compradores respecto sus necesidades (previsiones) de aprovisionamiento a futuro así como las condiciones de participación y los derechos y obligaciones de compradores y vendedores, incluyendo, en su caso, las garantías necesarias, de forma similar a la regulación de otras subastas del sistema eléctrico y gasista. Señalar que el producto a subastar junto con la periodicidad de celebración de las subastas suponen de facto la definición de la política de aprovisionamiento de los generadores, que no necesariamente debe ser establecida en un periodo bianual, sino que debe ser objeto de un mayor análisis, de forma que las condiciones generales del producto y la periodicidad se recojan en la orden ministerial y las específicas en la normativa posterior que regule las subastas. Para ello se propone completar la redacción del apartado 1 y eliminar la periodicidad concreta de las subastas de la propuesta de RD dejando para desarrollos normativos posteriores la concreción de dicho parámetro.

Se propone asimismo clarificar las funciones a desempeñar en las subastas por parte de la/s empresa/s a la/s que corresponda/n realizar las subastas, la SEE y la CNMC, homogeneizándolas a las realizadas en otras subastas celebradas tanto en el sistema gasista como en el sistema eléctrico. En este sentido, y en relación a la función de tramitación y realización de las subastas, se puede optar por dos alternativas: (i) que el administrador de la subasta sea una empresa independiente designada por el Ministerio atendiendo a su experiencia en la realización de subastas, criterios económicos, etc. (como ejemplo las subastas CESUR o interconexión IPE o las del sistema gasista) o (ii) que sea el incumbente el que contrate a una empresa independiente para la realización de las subastas bajo una supervisión estrecha de la CNMC (como sucedió en las subastas de emisiones primarias de energía).

Esta Comisión considera como opción preferible la primera de las propuestas a tenor de las experiencias anteriores, y a efectos de garantizar una mayor transparencia del proceso y un mayor control del mismo por parte de la entidad supervisora (CNMC).

Para ello se propone modificar parcialmente los apartados 3 (se presentan las dos alternativas mencionadas para la gestión de la subasta) y 6, modificar íntegramente el

apartado 5, añadir un nuevo apartado 7 (reenumerando los siguientes) y completar la redacción del antiguo apartado 10:

“Artículo 22. Procedimiento de subasta para el suministro de combustible

*1. El precio del combustible en el puerto se establecerá a través de un mecanismo de subastas ~~con periodicidad bianual~~, que estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación, **y que quedará regulado a través de Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.**[...]*

*3. Corresponderá la tramitación y realización de las subastas **a una entidad que será designada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la orden ministerial que regule las subastas** ~~empresas productoras de energía eléctrica con participación mayoritaria~~ (...).*

Alternativamente:

3. *Corresponderá la tramitación y realización de las subastas a las empresas productoras de energía eléctrica con participación mayoritaria (...) en ese territorio. **En este sentido, se habilita a dichas empresas para que subcontraten a un tercero para la organización y gestión de las subastas referidas.** La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web una relación (...) de las empresas o grupos de empresa que ostentan dicha condición en cada territorio.*

4. *La empresa ... presentará ante la Secretaría de Estado de Energía **y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** con seis meses de antelación ... una propuesta de pliego de bases por el que habrán de regirse, de la convocatoria, y del borrador de contrato que haya de suscribirse con el adjudicatario, **así como propuesta y memoria justificativa de los gastos derivados de la gestión y publicidad de las subastas (...).** La Secretaría de Estado de Energía, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,** podrá ...”*

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos 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 se ha realizado de acuerdo a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación, y de validación de los resultados. Después de cada subasta elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía.

6. **Por resolución la Secretaría de Estado de Energía se establecerán** los pliegos que hayan de regir las subastas, la convocatoria, los precios de partida y los borradores de contrato a suscribir, **así como cualquier otra característica de la subasta,** que deberán ser publicados (...).

7. La empresa o empresas a las que corresponda la realización de las subastas tendrán la obligación de enviar a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia toda la información que le sea requerida respecto al desarrollo de las subastas.

10. *(de acuerdo a la remuneración sugerida correspondería al apartado 11) Los resultados de la subasta, **una vez validados,** serán hechos públicos (...).*

Además, en el apartado 9 del artículo 22 se establece que las ofertas presentadas consistirán en un porcentaje de reducción de, al menos, el 2% respecto al precio de referencia del combustible, y en todo caso, por tramos de 50 p.b., siendo dichas ofertas irrevocables e incondicionales. En este sentido, se señala que las características de la subasta, incluyendo entre ellas la forma de establecer las pujas en la subasta deberían estar recogidas en la orden ministerial que regule las subastas y más específicamente en las reglas específicas de la subasta, dicho precio (reducción del 2% respecto al precio de referencia del combustible) constituiría un precio de salida de la subasta sobre el que los agentes podrán mejorar sus ofertas rebajando los precios, por lo que se configura como un precio de reserva, por encima del cual no habrá adjudicatarios en la subasta. Este nivel de detalle y su integración en el contexto del procedimiento de subasta concreto que se elija debería establecerse en desarrollos normativos posteriores.

Consideración general sobre el procedimiento de subasta

El mecanismo de subastas para el suministro de combustibles en los sistemas aislados que incorpora el proyecto SNP, coincide con una de las medidas propuestas por esta Comisión en su Informe sobre el sector energético (apartado 6.5 de la Parte I del Informe 2/2012). Se realizan sugerencias de cambio de algunos de los aspectos de dicho mecanismo concurrencial.

Posición del productor incumbente

La introducción de subastas de combustible permite la participación de grandes grupos energéticos para el aprovisionamiento de combustible. No obstante, se considera que el aprovisionamiento de grandes volúmenes de combustible a lo largo un horizonte de tiempo amplio, mejora la capacidad de negociación con los proveedores en origen. En este sentido, la posición del grupo ENDESA, atendiendo a la relevancia de su parque térmico, que es aún mayor teniendo en cuenta la posición global del grupo ENEL, en el que ENDESA se integra, debe permitirle obtener precios del combustible en origen muy competitivos para el conjunto de su cartera. Por ello, si bien dicha subasta introduce transparencia, podría no ser concluyente que el resultado de subastas semestrales vaya de facto a mejorar el coste de aprovisionamiento en los SNP, con respecto a aquel que consiga obtener el grupo ENDESA, o en su caso el grupo ENEL de forma agregada, con su propia cartera de aprovisionamientos, tanto por el reducido importe que representa el combustible de los Sistemas No Peninsulares en términos agregados, como por el carácter semestral con el que se realizarían las subastas.

El coste de logística está más influenciado con las características particulares de los sistemas no peninsulares, aunque el efecto de agregar una cartera de aprovisionamientos, puede también reducir los costes con los proveedores.

No obstante lo anterior, existe con carácter general, una asimetría de información entre las empresas y el regulador, que ha hecho que no se conozcan los precios de los contratos de aprovisionamiento y logística en origen, y si existen, los márgenes añadidos intragrupo, que configuran el precio final de adquisición del combustible de GESA y UNELCO.

GESA y UNELCO realizan un importe considerable de sus aprovisionamientos (principalmente, de combustible), con otras sociedades del grupo ENDESA. Por lo tanto, se trata de operaciones entre empresas del grupo de importancia significativa.

En concreto, en la nota 19.1 “Operaciones con partes vinculadas” de las cuentas auditadas de 2012 de GESA, consta que se han realizado operaciones de “Aprovisionamientos” con Endesa Generación por valor de 298.645 miles €, y con otras empresas del grupo, por valor de 124.437 miles €. Adicionalmente, consta la siguiente explicación: *“El epígrafe de Aprovisionamientos incluye, principalmente, operaciones de compra de carbón y combustibles líquidos a Endesa Generación, S.A., así como compras de gas a Endesa Energía, S.A. por importe de 88.622 miles de euros”*.

Del mismo modo, en la nota 19.1 “Operaciones con partes vinculadas” de las cuentas auditadas de 2012 de UNELCO, consta que se han realizado operaciones de “Aprovisionamientos” con Endesa Generación por valor de 204.539 miles €, y con otras empresas del grupo, por valor de 205 miles €.

En relación con la importancia de estas transacciones entre sociedades del mismo grupo, cabe destacar que equivalen al 99,5% de la totalidad de los aprovisionamientos de GESA, y alrededor del 16% de los aprovisionamientos de UNELCO.

Cabe indicar que la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas, que establece los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares, de 2011 en adelante, ya indicaba inicialmente, entre la información a aportar por las empresas titulares a efectos de realización de auditorías económicas de los grupos de generación en régimen ordinario de los SEIE, en apartado c) del Anexo 1, el desglose de las operaciones realizadas con otras empresas del grupo (por ejemplo, los aprovisionamientos de combustible), se detallarán los gastos y comisiones que la empresa del grupo añada, en su caso, al coste de las facturas de los proveedores.

Sin embargo, una Resolución posterior acuerda suprimir dicho apartado c) del Anexo 1. En particular, se señala por la Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio del MIET que esta solicitud de información sobre operaciones intragrupo no se requiere para otras actividades reguladas:

“(…) al objeto de evitar discriminaciones entre actividades reguladas, procede establecer criterios homogéneos para todas ellas en aquellos aspectos en que ello sea posible, y uno de estos aspectos puede ser el apartado c), en el que no solo no se requiere para otras actividades reguladas, sino que tampoco los datos que pueda aportar la auditoría realizada sobre los parámetros que establece resultan determinantes a los efectos de revisión de los valores unitarios máximos de inversión y de los costes de operación y mantenimiento fijos, ni para la determinación del método de cálculo de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía que son objetivos de las dos órdenes que desarrolla la resolución”.

No obstante, respecto a dichos fundamentos justificativos, cabe indicar, a diferencia de otras actividades reguladas (transporte o distribución) en el caso de la generación extrapeninsular, precisamente por referirse a la actividad de generación, la partida de aprovisionamientos es el coste más importante de la cuenta de pérdidas y ganancias, y equivale al 56% del importe neto de la cifra de negocios de GESA de 2012 y al 66% de UNELCO.

Por todas estas razones cabría replantear la Resolución anterior incluyendo nuevamente información sobre las transacciones intragrupo que puedan existir entre el aprovisionamiento en origen y el aprovisionamiento a dichas sociedades, que se utilizaría para definir los parámetros de la subasta.

En cualquier caso, se considera que debería permitirse a sociedades del grupo ENDESA, dada su posición en aprovisionamientos, ofertar en el procedimiento de subasta. Para lo cual, el organizador de la subasta debería ser independiente a los productores incumbentes.

5.3.9 Precios de referencia de combustibles (artículo 23)

En el punto 2 se especifica que la referencia por tipo de combustible para la subasta se calculará como la media aritmética de las cotizaciones mensuales correspondientes al año inmediatamente anterior. Sin embargo, desde el punto de vista de un oferente en la subasta, sus aprovisionamientos estarán referidos a cotizaciones para el período de entrega del producto. Así pues, en el caso de que los precios medios cotizados, utilizados como referencia en la propuesta de real decreto, sean significativamente superiores a las cotizaciones de referencia del oferente éstos tendrán incentivos a participar en la subasta; mientras que si por el contrario sus cotizaciones de referencia se encuentran por encima de los precios medios reconocidos en la subasta ésta quedaría desierta.

En consecuencia, esta Comisión considera necesario que los precios del producto de referencia por tipo de combustible utilizados tengan en cuenta cotizaciones de productos coincidentes con la entrega real física de los combustibles, a fin de que en todo momento participe el mayor número posible de agentes en la subasta y esta sea lo más competitiva posible.

Esta Comisión comparte la observación del OS con respecto a la publicación de los poderes caloríficos a efectos retributivos:

“Artículo 23. Cálculo del precio de referencia del combustible en puerto

[...]

*A efectos de cálculo de la retribución final de los costes variables de cada grupo generador, el precio medio de la termia de combustible se calculará como la media ponderada de los poderes caloríficos inferiores reales de cada partida de combustible. Los poderes caloríficos serán obtenidos de los análisis realizados en cada partida de combustibles consumidos en cada instalación, y que deberán ser declarados **mensualmente** a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia e inspeccionados.*

Los poderes caloríficos a utilizar a efectos de cálculo de la retribución final, serán publicados por el Director General de Política Energética y Minas.”

Por último, y en relación con los precios de referencia indicados en el anexo XIII, se insiste en que la aplicación de precios FOB (*Free on Board*) requiere que el término de coste de logística esté claramente definido, de forma que contenga los costes del flete y el seguro, esté referenciado internacionalmente y sea conocido antes de cada subasta.

5.4 Título IV. Procedimiento de despacho y liquidación de la generación

5.4.1 Definición de despacho de la producción

Conforme a las propuestas realizadas en el apartado 4.4. de este informe, en relación a la alternativa de establecer un despacho de costes variables (estándares y/o auditados) en el que se obtenga un precio horario marginal, procedería realzar las siguientes modificaciones en el artículo 24 del Proyecto de real decreto:

“Artículo 24. Definición de despacho de la producción

1. *Se establece en cada uno de los sistemas aislados en los territorios no peninsulares **y no integrados en el mercado de producción** un despacho por costes variables en el que participarán las instalaciones de producción **directamente o a través de sus representantes, para cubrir la demanda y los comercializadores y consumidores directos.** El despacho consistirá en **la programación por parte del operador del sistema de las centrales de acuerdo a su orden de mérito económico. El despacho tendrá en cuenta una programación una provisión semanal diaria, e intradiaria y de desvíos en tiempo real.***

Las instalaciones de producción realizarán ofertas para todos los periodos horarios de programación. Estas ofertas serán compatibles con los parámetros técnicos de despacho que tengan aprobados y coincidentes en cada horizonte con sus costes variables medios semanales, que a su vez serán auditados y declarados a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. Las instalaciones de producción adjudicadas mediante concurso, realizarán ofertas con sus costes variables auditados.

Los comercializadores y consumidores directos comunicarán al operador del sistema la demanda prevista para los periodos de programación correspondientes.

Sin perjuicio de lo anterior, los productores, los comercializadores, los consumidores o los representantes de cualesquiera de ellos, situadas en los sistemas no peninsulares, podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. El sujeto titular de un contrato bilateral con entrega física deberá comunicar al operador del sistema las unidades de producción y de adquisición afectas a su cumplimiento, así como la energía objeto de la transacción bilateral. La regulación de los referidos contratos será establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

No obstante lo anterior, las instalaciones que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y no se encuentren amortizadas, no podrán formalizar contratos bilaterales físicos, ni realizar ofertas al despacho, por lo que en su caso, serán despachadas directamente por el operador del sistema en función de sus costes variables estándares cuando la unidad se encuentre disponible.

*3-El despacho de unidades de producción se realizará por parte del operador del sistema según su orden de mérito económico **tendrá en cuenta además** teniendo en cuenta las restricciones técnicas y ambientales de cada sistema. El despacho de unidades de producción deberá garantizar además la disponibilidad de la suficiente reserva de potencia rodante que minimice el efecto de las incidencias de generación en la calidad del servicio para cada sistema.*

Como resultado del primer despacho diario previsto en el artículo 28 se obtendrá un precio horario de la energía que coincidirá con el coste variable declarado o estándar de la central marginal, según corresponda, que sea necesaria para satisfacer a la demanda.

2. La retribución de las instalaciones de producción que no estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y no se encuentren amortizadas y que no utilicen fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, será la que corresponda al precio horario de la energía en el referido primer despacho diario y en los intradiarios, con imputación de los costes de los desvíos en los que incurran, y sin perjuicio de la remuneración adicional que pudieran obtener como pago por los servicios de ajuste, pagos por capacidad y retribución adicional que les corresponda.
3. Las instalaciones de producción que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y no se encuentren amortizadas percibirán la remuneración prevista en el Título III de este real decreto.
4. La retribución de las instalaciones de producción que utilicen fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, será la que corresponda al precio horario del mercado de producción que corresponda, sin costes de desvíos, pero indexado al precio horario de la energía en el referido primer despacho diario y en los intradiarios del artículo 28, según se establece en la expresión siguiente, con imputación de los costes de los desvíos en los que incurran, y sin perjuicio de la retribución específica a que pudiera tener derecho.

$$Ph_{pj} = Ph_j * Pe_{\text{anual-móvil-penin}} / Pe_{\text{anual-movil-j}} - dh_{pj}$$

Con:

Ph_{pj} = precio horario final a percibir por el productor p del sistema no peninsular j, en €/kWh

Ph_j = precio horario de la energía en el primer despacho diario y en los intradiarios en el sistema no peninsular j, en €/MWh

$Pe_{\text{anual-móvil-penin}}$ = precio final anual medio ponderado móvil del mercado diario e intradiario, en €/MWh

$Pe_{\text{anual-movil-j}}$ = precio final anual medio ponderado móvil de la energía en el primer despacho diario y en los intradiarios en el sistema no peninsular j, en €/MWh

dh_{pj} = coste del desvío horario del productor p en el sistema no peninsular j, en €/MWh

5. El precio final aplicar en cada hora a los comercializadores y consumidores directos será el precio horario de la energía en el primer despacho diario y en los intradiarios del artículo 28, indexada con el precio final horario del mercado de producción según la expresión siguiente, y sin perjuicio de la imputación del coste del desvío que corresponda:

$$Ph_{\text{demandaj}} = Ph_i * P_{\text{anual-móvil-penin}} / P_{\text{anual-movil-j}} + dh_{\text{demandaj}}$$

Con:

Ph_{demandaj} = precio horario final aplicado a la demanda en el sistema no peninsular j, en €/MWh

Ph_i = precio horario de la energía en el primer despacho diario y en los intradiarios en el sistema no peninsular j, en €/MWh

$P_{\text{anual-móvil-penin}}$ = precio final anual medio ponderado móvil aplicado a la demanda en el mercado de producción deducidos los costes de los desvíos, en €/MWh

$P_{\text{anual-movil-j}}$ = precio final anual medio ponderado móvil de la energía en el primer despacho diario y en los intradiarios en el sistema no peninsular j, en €/MWh

dh_{demandaj} = pago por los desvíos horarios de la demanda en el sistema no peninsular j, en €/MWh

2.6. Será condición necesaria para **que las unidades de producción participen** en el despacho de producción la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la certificación del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en el despacho y cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en estos sistemas.

4.7. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, establecerá en el último trimestre de cada año y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los objetivos mínimos de eficiencia y de calidad para el año siguiente en cada sistema eléctrico aislado definido en el artículo 2 de este real decreto.

El objetivo mínimo de eficiencia (OME) en el año n en cada en cada sistema aislado j será **determinado tomando como referencia la media ponderada respecto a la energía despachada en cada hora de la diferencia entre el consumo específico medio del despacho económico (primer despacho del artículo 28) y el consumo específico medio del despacho final (tercer despacho del artículo 28), ambos en el año anterior, si en él no se hubieran producido eventos excepcionales o de fuerza mayor, en cuyo caso, se tomaría el año previo al anterior.** ~~el porcentaje de reducción del consumo específico en el año n, en terminas por kilovatio hora producido, objetivo en cada sistema aislado respecto al consumo del año anterior.~~

El objetivo **mínimo** de calidad (OCS) se establecerá por el número de interrupciones y duración de las interrupciones debidas a la generación de más de 3 minutos, **determinados conforme a la definición de NIEPI y TIEPI, respectivamente. Se define el objetivo de calidad del servicio (OCS) del año n a partir de los valores del NIEPI y del TIEPI imputables a la generación durante el año anterior como:**

$$OCS = (NIEPI_{n-1}/6 + TIEPI_{n-1}/4)$$

A estos efectos, el operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter mensual **y para cada día del mes,** del consumo específico de **medio de cada sistema no peninsular** ~~cada grupo generador~~ en termias por kilovatio hora producido ~~y del consumo específico previsto~~ según la energía programada para cada grupo en el primer, segundo y tercer despacho diario y en los intradiarios, **así como la diferencia global entre el primer y tercer despacho,** indicando de las diferentes causas de las diferencias entre los despachos, entre otras....

Asimismo, el operador del sistema informará ... el tiempo de interrupciones imprevistas superiores a 3 minutos asociadas a la generación y el número de dichas interrupciones.

5.8. Las desviaciones relativas entre el indicador ~~de eficiencia~~ en el año n y el objetivo mínimo ~~de eficiencia,~~ **es decir, entre las variables reales** derivadas de la explotación real respecto a los objetivos fijados en cada sistema eléctrico aislado, serán consideradas en la retribución del

operador del sistema. A estos efectos se definen los siguientes indicadores de eficiencia **y de calidad** del operador del sistema:

5.1 **8.1** El indicador de eficiencia (**IE**) en el año *n* en cada sistema aislado *j* se define como el porcentaje [expresión] **de la misma forma que el objetivo mínimo de eficiencia (OME) pero con datos reales del año *n*.**

8.2. El indicador de calidad (IC) en el año *n* en cada sistema aislado *j* se define de la misma forma que el objetivo mínimo de calidad (OCS) pero con datos reales del año *n*.

5.2 **8.2** Aunque para cada sistema de dichas interrupciones.

Se determinarán las desviaciones relativas de los indicadores de eficiencia y de calidad con respecto a sus objetivos respectivos, en la siguiente forma:

$$\frac{[OME - IE]}{OME}$$

$$\frac{[OCS-IC]}{OCS}$$

Se aplicaran separadamente dichas desviaciones relativas, en positivo o en negativo, a la retribución anual del OS, con la limitación máxima individual del 3%, y sin perjuicio de que la limitación máxima de todos los incentivos que se puedan establecer para este operador alcancen un máximo del 10% de su retribución global.

Si $IE-OME > 0$, se valorará ... y Minus

Si $IE-OME < 0$, se valorará ... operador del sistema

5.3 9 Las circunstancias excepcionales que pudieran afectar en el cálculo del indicador de eficiencia o de calidad podrán ser no tenidas en cuenta a la hora de calcular los indicadores”.

10. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificar el mecanismo recogido en los apartados 7 y 8 anteriores.

11. Adicionalmente, en los sistemas no peninsulares se establecerá por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo una penalización a la generación y al transporte por la energía no suministrada como consecuencia de fallos fortuitos, considerando la energía no suministrada como la potencia perdida de forma fortuita durante 3 horas, valorada al precio de 30 veces el valor de la energía en el mercado de producción.

Adicionalmente, se apunta que, para una implantación plenamente eficiente de estos incentivos, se requeriría vincularlos al establecimiento de unas señales a la generación y al transporte que traten de minimizar sus indisponibilidades fortuitas. Se trata de reducir las pérdidas de potencia derivadas de dichas indisponibilidades que pudieran tener consecuencias graves para la calidad de suministro, pero que no fueran lo bastante prolongadas en el tiempo como para ser capturadas por la medida de la disponibilidad de la que depende la retribución de los costes fijos. A estos efectos, y al igual que en otras propuestas normativas que están siendo informadas por esta Comisión (relativas a las actividades de Distribución y de Suministro), se propone que se valore la pérdida de potencia como si se tratase de energía no suministrada asociada a dicha potencia durante 3 horas, a un precio 30 veces el valor de la energía en el mercado de producción. Mediante Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se debería establecer este incentivo.

5.4.2 Costes variables de generación a efectos de despacho (artículo 25)

Al igual que en la consideración hecha anteriormente, este artículo se debe referir exclusivamente a las instalaciones existentes no amortizadas. :

“Artículo 25: Costes variable de generación a efectos de despacho

- a) *El coste variable de generación a efectos de despacho de los grupos de las instalaciones **no amortizadas que estuvieron acogidas al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre reguladas en el apartado a) del artículo 1.1.** ...*

[...]

- d) *Las centrales deberán comunicar al operador del sistema, con carácter anual sus costes de banda de regulación a efectos de despacho para poder aportar al sistema regulación de **tensión-frecuencia frecuencia – potencia**. Estos costes se expresarán como un porcentaje de los costes de combustible de ese grupo en función de la a la potencia media de regulación que se deba aportar.*

[...]

2. Para las instalaciones reguladas en el apartado b) del artículo 1.1 se establece un coste variable instrumental de 10 €/MWh producido. Este valor [...] estas tecnologías”

5.4.3 Funciones del operador del sistema respecto al despacho de generación (artículo 26)

La referencia que se realiza al artículo 25 deberá ser realizada respecto al artículo 24.

Por razones de transparencia y para facilitar la tarea de supervisión por la autoridad reguladora y la Administración, se deberían incluir de forma explícita las siguientes funciones adicionales, como sendos párrafos de este artículo:

“[...]

- e) Calcular los precios de cada grupo en el primer, segundo y tercer despacho diario y en los intradiarios.**

e)f) Calcular el precio horario de generación a efectos de liquidación de cada grupo.

(...)

h)i) Informar públicamente sobre la evolución de los precios finales de generación en cada sistema eléctrico aislado con periodicidad anual

i) Informar públicamente sobre la evolución de los precios del primer despacho en cada sistema eléctrico aislado con periodicidad mensual, e informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la evolución de los precios del tercer despacho en cada sistema eléctrico aislado con periodicidad mensual.

(...)”

5.4.4 Procedimiento de despacho de la generación (artículo 28)

Con respecto al despacho de los sistemas de turbinación-bombeo del punto 2.2c), esta Comisión considera que se debería utilizar criterios que busquen la mayor eficiencia económica de modo que la utilización del bombeo maximice el ahorro del sistema. En ese sentido si la entrada de renovables con menor coste variable que otras centrales genera un ahorro, este criterio propiciará su entrada hasta donde sea técnica y económicamente posible. Se propone la siguiente redacción en el mencionado artículo:

“c) Cuando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán buscando la mayor eficiencia económica del sistema, de modo que se maximicen los ahorros del sistema para el período de planificación estudiado.”

5.4.5 Cálculo del coste horario de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (artículo 29)

Se propone la eliminación del artículo 29, dado que su contenido se encuentra ya regulado en el artículo 24 propuesto por la CNE.

5.5 Disposiciones adicionales y transitorias

5.5.1 Mandatos a la CNMC (Disposición adicional primera)

En esta disposición se establecen dos mandatos a la CNMC. El primero se refiere a que este Organismo en el plazo de seis meses realice una propuesta de los costes de logística. El segundo, que también en el plazo de seis meses realice una propuesta sobre los objetivos de eficiencia y de calidad a aplicar al operador del sistema en 2014.

Se considera que se debería ampliar el plazo para que la CNMC pueda terminar de dotarse de la herramienta de contabilidad regulatoria con datos de 2011 y 2012, según se ha propuesto en el apartado 4.1 de este informe, en especial en lo que respecta al desglose de los costes de logística que la citada Resolución de 01/12/2012 no contempla. Para ello, se propone que la CNMC pueda solicitar este desglose mediante Circular. También se propone que el operador del sistema deba remitir a este Organismo la información de años anteriores, básica y necesaria para determinar los citados objetivos.

“ 1. A los efectos establecidos en el apartado 12 del artículo 22, en el plazo de ~~nueve~~ seis meses ... en el artículo 21. **A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar a los titulares de las instalaciones de generación mediante Circular los costes de logística, convenientemente desglosados y auditados. Los márgenes añadidos por sociedades del mismo grupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados”.**

“2.En el plazo de 6 meses ...a aplicar en el año 2014. **El operador del sistema remitirá en el plazo de tres meses a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información de los años 2011 y 2012 necesaria para la determinación de los citados objetivos”**

5.5.2 Adaptación de los POs a la nueva regulación (Disposición adicional segunda)

Entre los mandatos al OS debiera incluirse la propuesta de las modificaciones pertinentes a los procedimientos de operación en los sistemas aislados.

“Disposición adicional segunda. Mandatos al operador del sistema.

[...]

3. En el plazo de 3 meses desde la aprobación de este real decreto el operador del sistema deberá remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de modificación de los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares cuyo contenido sea necesario adaptar para recoger los efectos del presente real decreto. Dicha propuesta incluirá el plazo necesario para adaptar los sistemas de información del operador del sistema y de los agentes.”

5.5.3 Remisión de informes (Disposición adicional tercera)

El informe técnico al que hace referencia el apartado 1 debiera ser puesto en conocimiento de la Comunidad o Ciudad Autónoma concernida. Asimismo, la propuesta de la primera subasta de combustible debería ser comunicada a la CNMC:

“Disposición adicional tercera. Información a remitir por los titulares de instalaciones de generación.

- 1. En virtud de lo establecido en el artículo 7.5. en el plazo de seis meses desde la publicación de este real decreto, los titulares de instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil regulatoria deberán solicitar al Operador del Sistema, que realice y remita a la Dirección General de Política Energética y Minas el informe técnico sobre las condiciones de la instalación al que hace referencia dicho artículo. **A su vez, el Operador del Sistema remitirá el informe técnico a la Comunidad o Ciudad Autónoma correspondiente***
- 2. A los efectos de la celebración de la primera subasta de combustible [...] Ministerio de Industria, Energía y Turismo **y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** en el plazo de tres meses ...”*

5.5.4 Determinación de la tasa de retribución para el sexenio 2014-2020 (Disposición Transitoria cuarta)

En consonancia con el periodo establecido para el primer periodo regulatorio, que comprende desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2019, se considera que habría que modificar las referencias al periodo 2014-2020, por el periodo 2014-2019, en esta disposición.

5.5.5 Publicaciones oficiales

Con independencia de que sea conocida la metodología para su obtención, se recomienda la publicación expresa de los valores unitarios de garantía de potencia y de determinados costes de operación y mantenimiento variable:

“Disposición transitoria quinta. Determinación de los costes de generación a efectos de liquidación para los años 2012 y 2013.

[...]

2. El valor unitario de garantía de potencia anual correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares para los años 2012 y 2013 **será publicado por el Director General de Política Energética y Minas** y se obtendrán mediante la metodología establecida en la Orden ITC/914/2006...”

“Anexo VII. Índices de actualización.

[...]

3. Los costes de logística, de operación y mantenimiento variable a efectos de liquidación y el parámetro económico ~~de~~ **de** los costes de arranque a efectos de liquidación se actualizarán anualmente **y serán publicados por el Director General de Política Energética y Minas** con el menor valor de la variación del índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2 en España o en la Eurozona menos 100 puntos básicos.”

5.6 ANEXOS

5.6.1 Índices de actualización (Anexo VII)

En el Anexo VII de la propuesta de RD se establece la fórmula de actualización de los valores unitarios de inversión, y de los valores unitarios de operación y mantenimiento.

A diferencia de las propuestas de RD de otras actividades, en la formulación se establece directamente la ponderación entre el IPC y el IPRI en la fórmula de actualización (0,2- 0,8 para la actualización de los valores unitarios de inversión; y 0,8-0,2 para la actualización de los valores unitarios de operación y mantenimiento), así como los factores de eficiencia sobre IPC e IPRI (100 p.b.).

Como IPC e IPRI, en la propuesta de RD se establece que se tomará el menor valor en España o en la Eurozona. Este criterio no es consistente con el criterio seguido para actualizar los valores unitarios máximos de inversión recogidos en el Anexo V tal y como se señala en el antepenúltimo párrafo de la página 13 de la memoria de la propuesta de real decreto.

Esta Comisión considera que los valores de IPC e IPRI considerados deberían ser los publicados por el INE (variación interanual de diciembre), no el menor valor de entre estos

y sus homólogos europeos. El cálculo de los costes unitarios, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, se realizará en un principio en función de las condiciones observadas en el Estado español (salarios y coste de mano de obra, materiales y productos), con lo que parece razonable establecer sobre los mismos una variación debida a las modificaciones sobre el IPC y el IPRI del propio país, no resultando razonable añadir el índice europeo en la comparativa.

No obstante, si finalmente se entendiese que la comparativa entre los valores españoles y los homólogos europeos debe realizarse, debería modificarse la redacción tanto del IPC_{n-2} y del $IPRI_{n-2}$ de tal manera que se incluyera en el párrafo el código de la serie de Eurostat que se utilizará en dicha comparativa a la hora de decidir qué valor ha de utilizarse en la fórmula de actualización propuesta.

5.6.2 Combustibles empleados y referencias (Anexo XIII)

Se echa en falta la inclusión de la referencia al Fuel de 0,3%: en cuanto al carbón importado, la referencia indicada en el Proyecto podría ser obsoleta:

“Anexo XIII. Combustibles utilizados y precio de referencia

1. Los combustibles fósiles que se considerarán en los territorios no peninsulares a efectos de retribución por zonas geográficas son los siguientes:

[...]

*Canarias: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Fuel Oil BIA (0,73 por ciento de azufre), **Fuel oil BIA 0,3% Diesel Oil** y Gasoil.*

[...]

*2.1 Para la hulla importada, será igual ~~al índice API#2~~ **a la suma del índice API#4** publicado por el Coal Daily de Energy Argus **y el índice Route C4 cape size daily index publicado por The Baltic Exchange**.*

En el apartado 3 del Anexo XIII se establece que el precio de referencia del producto gas natural será el coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, expresado en €/MWh, y publicado por la CNMC en el “Informe mensual de supervisión del mercado mayorista del gas”. Esta Comisión hace constar que ese coste medio mensual incluye tanto los aprovisionamientos spot como los aprovisionamientos de largo plazo de GNL que llegan a frontera española.

En la página 9 de la memoria se señala que la propuesta de real decreto modifica la definición del precio del producto obtenido a partir de las cotizaciones altas del mercado CIF Mediterráneo por el rango bajo de cotizaciones de los mercados FOB de NWE y Mediterráneo justificado en que “*la metodología empleada utilizada en la normativa actual para fijar precio reconocido del combustible se basa en obtener su valor a partir del mercado spot mediterráneo, en los rangos altos de cotizaciones. Este razonamiento está*

alejado de la realidad de aprovisionamiento de las empresas generadoras. Se trata de grupos con una demanda muy rígida, lo que les permite tener un alto nivel de adquisición de combustibles a través de contratos a largo plazo, lo que supone una reducción importante en el coste de los combustibles respecto de los mercados spot”.

Dado que el coste del GNL spot es especialmente elevado en algunos años, incrementando el coste medio de los aprovisionamientos de GNL que se obtienen de las declaraciones en Aduanas, esta Comisión considera que en aquellos casos en que sea necesario recurrir al mecanismo subsidiario para el suministro de combustibles, el MIET solicitará a la CNMC que estime el coste medio del GNL en frontera correspondiente a aprovisionamientos de largo plazo. Este dato se puede estimar tomando los datos desagregados de declaraciones en Aduanas que proporciona la AEAT, e identificando aquellas observaciones que por su precio unitario y con base en la información que proporcionan las publicaciones sectoriales de inteligencia de mercado, responden al patrón de un cargamento spot.

6 MEJORAS DE REDACCIÓN Y ERRATAS

Adicionalmente a algunas mejoras de redacción que ya se han indicado anteriormente en las consideraciones al articulado, se han detectado las siguientes erratas:

- En el artículo 6, en su apartado segundo se hace una referencia al artículo 9 que se entiende que debería ser al apartado 9 del artículo 8.
- *Artículo 16. Método de cálculo de la anualidad del coste por operación y mantenimiento fijo*

[...]

- Los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos a cada uno de los grupos de una central serán los establecidos en el ~~anexo VII~~ anexo VI de este real decreto...”

- En el Anexo I se define la potencia disponible como la suma de varios conceptos, sin embargo, habría que restar la potencia térmica indisponible comunicada y la potencia térmica indisponible por fallo.
- *Anexo VII. Índices de actualización.*

[...]

2. Los valores unitarios operación y mantenimiento fijo, se actualizarán anualmente de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IAOM_n = P_{IPC-OM} \cdot (IPC_{n-1} - EFI_{IPC-OM}) + (1 - P_{IPC-OM}) \cdot (IPRI_{n-1} - EFI_{IPRI-OM}),$$

Donde: [...]

IPRI_{n-1} es el menor valor de la variación del Índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-1 a n-2 en España o en la Eurozona.”

- Anexo XII: Cálculo del precio medio de la **termia termina** de combustible
- También en el Anexo XII, en la definición de $x(c,i,h,j)$ se considera que se debe añadir al final “en la hora h”. Este comentario aplica de igual forma en la definición de $Q(c,i,h,j)$ y $pci(c,i,h,j)$. Adicionalmente en la definición del término $Q(c,i,h,j)$ se incluye la frase “en esto de marcha” que se propone eliminar.
- Se propone definir de manera precisa los parámetros y variables utilizados en las ecuaciones:
 - **Iu** [Anexo V]: inversión unitaria
 - **k** [Anexo V]: factor para distinción geográfica en la determinación del valor máximo de inversión, (sus valores están dados para cada tecnología reconociendo un aumento de un 50% para Canarias y un 10% para Ceuta y Melilla)
 - **I** [Anexo V]: (sus valores están dados para cada tecnología)
 - **IAI_n** [Anexo VII]: índice de actualización de la inversión, frecuencia: anual
 - **IAOM_n** [Anexo VII]: índice de actualización de costes de operación y mantenimiento fijo.