



D. Alberto Lafuente Félez
Presidente de la Comisión Nacional de
Energía (CNE)
C/Alcalá nº 47
28014 MADRID

Comisión Nacional de Energía
Entrada
Nº. 201300010469
18/07/2013 13:47:33

ASUNTO: Propuesta 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 las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, adjunto se remite para su informe preceptivo con carácter urgente en el plazo máximo de 15 días, propuesta de real decreto de referencia, acompañada de la memoria justificativa.

El trámite de audiencia a los interesados se realizará con carácter urgente por esa Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

Madrid, 18 de julio de 2013.

EL SECRETARIO DE ESTADO

Alberto Nadal Belda

Anexo: Lo citado.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO	
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS	
SUB. GRAL. DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
18 JUL 2013	
Entrada	Nº 2949
Salida	



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

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.

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares presentan una serie de singularidades respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, por lo que la Ley del Sector Eléctrico prevé que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en estos sistemas puedan ser objeto de una reglamentación singular.

Los mayores costes de la actividad de producción respecto a la península debido a las singularidades citadas, junto con los principios de igualdad de precio de adquisición de energía eléctrica y equivalentes niveles de seguridad y calidad en todo el territorio nacional, llevan a que la Ley de Sector Eléctrico prevea que los costes de la actividad de generación en estos territorios que no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales se compensen con un concepto retributivo adicional.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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 y la 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, desarrollaron la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, adaptando sus principios a las peculiaridades de estos sistemas con el doble objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad para que se realice al menor coste.

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades con retribución regulada en el sector eléctrico durante los últimos diez años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico. En el seno de la reforma que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo está llevando a cabo para suprimir de manera definitiva los desajustes entre ingresos y costes, la Secretaría de Estado de Energía encargó a la Comisión Nacional de Energía que elaborara un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos. Fruto de ese encargo la citada Comisión realizó el informe sobre el Sector Energético Español de 9 de marzo de 2012, dónde se analizan, entre otras cuestiones, la evolución de la compensación por la actividad de generación en los territorios no peninsulares y se proponen unas medidas, que pasan por la revisión de la normativa en vigor.

Como primer paso 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, establece los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución de la generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, y se establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo propondrá una revisión del modelo retributivo de costes fijos y variables de las centrales de generación en estos sistemas eléctricos que tendrá en cuenta los dichos criterios.

En esa misma línea el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, establece que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas que desarrollen serán de aplicación desde el 1 de enero de 2012. A estos efectos, se adelantan algunas de estas modificaciones del modelo retributivo, incorporando las propuestas recogidas en el Informe de la Comisión Nacional de Energía



sobre el Sector Energético Español de fecha 7 de marzo de 2012, relativas a la eliminación de la retribución de los gastos de naturaleza recurrente, y a la revisión de la tasa financiera de retribución.

Adicionalmente a las medidas introducidas en los reales decretos Ley indicados en los párrafos precedentes, la configuración de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares presentaba una serie de carencias que amenazaban la seguridad de suministro y dificultaban la reducción de los costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Por este motivo, se está tramitando el proyecto de ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Este real decreto desarrolla algunos de los instrumentos articulados en la citada Ley.

El presente real decreto da cumplimiento al mandato establecido en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de abril, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en ese real decreto-ley y en el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio.

Asimismo se enmarca dentro de la reforma del marco regulatorio para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares al objeto de reducir la vulnerabilidad asociada a los mismos y garantizar una mayor eficiencia técnica y económica del conjunto, que redunde simultáneamente en una mejora de la seguridad del suministro, teniendo en cuenta que las especificidades normativas en estos territorios que se deriven de su carácter aislado deberán revisarse en los supuestos de integración de estos sistemas en el sistema eléctrico peninsular.

En los sistemas eléctricos aislados, especialmente vulnerables, se hace necesario distinguir entre instalaciones de producción gestionables de aquellas que no lo son, razón por la que en este real decreto se regula la actividad de producción de energía eléctrica y su retribución, distinguiendo aquellas instalaciones hidroeléctricas no fluyentes o térmicas del resto de instalaciones con independencia de su tecnología o potencia instalada. Este real decreto establece la regulación administrativa y económica, incluyendo su integración en el despacho de generación de la actividad de producción a partir de tecnologías convencionales y renovables, en estos sistemas, remitiendo a otro real decreto en lo relativo al régimen retributivo específico para las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables fluyentes.

La principal novedad introducida en este real decreto es que, partiendo de los mismos informes técnicos que motivaron la normativa anterior, se cambia el enfoque dado a la retribución de la actividad de generación en estos sistemas, pasando de un modelo basado en el reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad, a un modelo que prime la eficiencia tecnológica y de gestión e incentive la mejora continua de las instalaciones. Se cambia, por tanto, de un modelo que garantizaba la recuperación de costes sin pretender la mejora en la eficiencia de las centrales y su renovación a uno nuevo que busca incentivar el mantenimiento de las centrales, la renovación de las centrales menos eficientes, bien mediante nuevas inversiones o bien siendo desplazadas por centrales nuevas, todo ello dentro un marco en el que se busca una retribución homogénea de las actividades con retribución regulada y en el que el concepto retributivo adicional a los costes de generación en estos territorios establecido en la Ley del Sector Eléctrico tenga en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas asociados a su carácter aislado y a su no peninsularidad.

En este sentido se establece una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible, de operación y mantenimiento y modos de funcionamiento de un grupo con un rendimiento medio, reforzando el concepto de instalación tipo de titularidad de una empresa media bien gestionada.

Se establecen unos periodos de revisión de la retribución por costes fijos, de tal forma que se corrigieran las eventuales sobre retribuciones que pudieran existir, injustificables en un sistema en el que el sobrecoste es financiado bien por los consumidores eléctricos o bien por los contribuyentes a través del presupuesto público, así como para la revisión de la tasa de retribución para adaptarla al ciclo económico y a las tasas de retribución de actividades con un nivel de riesgo análogo. Los nuevos estándares de inversión definidos tendrán además en cuenta los ahorros derivados de las economías de escala.



Como ya se ha indicado, el nuevo modelo retributivo busca incentivar el mantenimiento y renovación de las centrales en funcionamiento, por ello se contempla expresamente que las inversiones de renovación y mejora de las centrales se reconocerán y retribuirán como el resto de inversiones.

Se modifica la determinación del coste variable de generación a efectos de liquidación, en el que se seguirán teniendo en cuenta los conceptos de costes de combustible, de operación y mantenimiento, modos de funcionamiento del grupo y costes medioambientales pero teniendo en cuenta los costes de un grupo con un rendimiento medio y de titularidad de una empresa media bien gestionada, con el fin de incentivar la correcta gestión y mantenimiento de las instalaciones.

En este real decreto se procede además a una reordenación de los procedimientos administrativos que afectan a la retribución de las instalaciones, separando claramente los procedimientos administrativos para su construcción y explotación de los procedimientos de asignación del régimen económico.

De este modo se procede al establecimiento de los procedimientos para la asignación eficiente de los distintos regímenes económicos, en desarrollo de lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico y del proyecto de ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Asimismo se procede al establecimiento de mecanismos de control y de comprobación por parte de la Administración General del Estado de la subsistencia de las condiciones determinantes para la percepción del régimen económico, sin perjuicio de las competencias del resto de órganos afectados.

En esta línea, con objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica se establece un procedimiento que, dentro del libre ejercicio de la actividad de generación, procure la instalación de la potencia necesaria para el correcto suministro de energía, con los niveles de calidad y de seguridad adecuados y al menor coste para el sistema eléctrico en su conjunto. Con este objetivo, se establece la obligación al operador del sistema de realizar informes periódicos en los que se analice la cobertura de estos sistemas y se detecten posibles carencias de potencia instalada, según unos criterios establecidos por el Gobierno.

Se desarrolla el procedimiento administrativo para la concesión de la resolución de compatibilidad prevista en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares que será concedida teniendo en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, las características técnicas que sean más apropiadas para estos sistemas y la opción económicamente más rentable para el conjunto del sistema. Adicionalmente, en los casos de que sea necesaria la instalación de nueva potencia el presente real decreto contempla la celebración de concursos de nueva capacidad para instalaciones térmicas, hidroeléctricas y de bombeo.

Las características técnicas de las instalaciones y su modificación que afectan tanto a su retribución regulada como a la correcta gestión de la actividad de generación en estos sistemas, serán previamente aprobadas, garantizándose así que subsisten las condiciones técnicas de las instalaciones a las que se les otorgó un determinado régimen económico. Los parámetros técnicos necesarios para el cálculo de los costes variables a efectos de liquidación se obtendrán a partir de las pruebas de rendimiento de las centrales.

Se establecen unos mecanismos de control a través de los cuales se pueda comprobar que la retribución por costes fijos se destina al correcto mantenimiento de las centrales, para lo que el operador del sistema podrá dar órdenes de arranque a centrales que tengan un funcionamiento reducido para comprobar su efectiva disponibilidad. Asimismo, se condiciona la percepción del concepto por operación y mantenimiento fijo a unos valores mínimos de disponibilidad.

Se establece la obligación de autorización de la mezcla de combustible utilizada en las centrales de tal forma que se pueda controlar el incremento de los costes de generación en estos sistemas debidos a las modificaciones en la utilización de los combustibles no justificada por razones técnicas.

Los precios de los combustibles son una de las partidas más importante de los costes variables de las centrales con repercusión en el extracoste de generación de estos sistemas con cargo a los costes de todo el sistema eléctrico. Se establece un mecanismo que permita el suministro de combustibles a todos



los agentes productores que quieran instalarse en los sistemas no peninsulares a un precio competitivo, establecido mediante un mecanismo de subastas que se ajusta a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

El suministro de combustible es esencial para el correcto funcionamiento de las centrales, por lo que en aquellos supuestos en los que existiera alguna dificultad para la resolución de la subasta, el presente real decreto establece también un mecanismo subsidiario a través del cual los productores adquirirían el combustible mediante contratos particulares y se fijaría el precio del producto a partir de la cotización de dichos combustibles en mercados internacionales.

Adicionalmente, la complicada logística interna del combustible puede llegar a suponer una barrera de entrada a nuevos productores, la cual se pretende eliminar con este real decreto estableciendo la obligación a los operadores dominantes de proveer este servicio.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia en la gestión de los sistemas eléctricos aislados y la detección de los puntos críticos en el suministro de energía con niveles de calidad y seguridad adecuados, se establecen tres fases en el despacho de generación, una en la que se cubra exclusivamente la demanda a partir de la información comunicada por los agentes, una segunda fase en la que se tengan en cuenta los criterios de seguridad y previsiones de desvíos y una tercera fase en la que se incluyan las restricciones de la red.

Adicionalmente, se establece un incentivo al operador del sistema para que, manteniendo los niveles de calidad, se minimice el consumo de combustibles por energía generada.

Finalmente, se define el extracoste de generación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares como la diferencia entre los costes de generación reconocidos a todas las centrales en estos sistemas independientemente de su tecnología o potencia y las cantidades percibidas en el despacho por parte de los comercializadores y consumidores directos.

De acuerdo con lo prescrito en la Disposición transitoria décima de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el trámite de audiencia de este real decreto ha sido evacuado mediante consulta a los representantes en el Consejo Consultivo de Electricidad.

El real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha xx de mmmm de 20xx y las Comunidades Autónomas de Canarias y las Illes Balears y con las Ciudades de Ceuta y Melilla.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día x de mmmm de 20xx, dispongo:

TÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. Objeto

1. Este real decreto regula la actividad de producción de energía eléctrica, destinada al suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares:

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.

2. Asimismo constituye el objeto de este real decreto, la regulación de la gestión económica y técnica de cada uno de los sistemas eléctricos de dichos territorios, de acuerdo con lo establecido en Ley del Sector Eléctrico y en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.



Artículo 2. Ámbito de aplicación

Este real decreto es de aplicación a los todos los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

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

1. A efectos de este real decreto se consideran territorios no peninsulares los de la Comunidades Autónomas de Canarias, Baleares y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

2. Los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son los siguientes:

Canarias	Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria	Mallorca-Menorca	Ceuta	Melilla
Tenerife	Ibiza-Formentera		
Lanzarote-Fuerteventura			
La Palma			
La Gomera			
El Hierro			

3. En aquellos casos en los que se produzca una unión mediante redes de dos o más sistemas eléctricos aislados de tal manera que se permita la integración en un único sistema, por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se procederá a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados.

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, hecho que deberá establecerse por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe del operador del sistema y el operador del mercado.

TÍTULO II

Régimen económico y administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica.

Artículo 4: Planificación

1. La planificación de la actividad de producción para cada uno de los sistemas aislados definidos en el artículo 3 comprenderá, al menos, la estimación de la potencia necesaria que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad de suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente, identificando los diferentes tipos de tecnología. La definición de la potencia necesaria en cada sistema eléctrico aislado para un año concreto se hará de tal manera que el valor mensual de probabilidad de pérdida de carga sea menos de un día en 10 años.

2. Sin perjuicio de lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico en relación con la planificación eléctrica de la actividad de generación, el Gobierno podrá convocar concursos de nueva capacidad de generación en determinados puntos de estos sistemas para la resolución de restricciones técnicas zonales.



Artículo 5. Informes de cobertura del operador del sistema.

1. El operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 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 técnica y económicamente las necesidades de nuevas instalaciones de generación por nudos, y sus tecnologías, u otras alternativas para resolver estos riesgos.

Para la elaboración de este informe el operador del sistema deberá tener en cuenta lo indicado en el anexo I de este real decreto.

2. Adicionalmente, el operador del sistema analizará, con periodicidad al menos trimestral, la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil, con los criterios establecidos en el anexo I de este real decreto

El análisis de seguridad comprenderá dos aspectos:

a) El primero evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción y sistemas de turbinación-bombeo. Se utilizarán, como índices de riesgo, la probabilidad de no cobertura de la demanda, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada, y el margen de reserva.

b) El segundo consistirá, si es procedente, en un análisis zonal que pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación o de redes para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas o áreas determinadas de la red.

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

Artículo 6. Determinación de la potencia necesaria

1. Con carácter anual la Dirección General de Política Energética y Minas publicará la potencia prevista necesaria en cada uno de los sistemas aislados definidos en el artículo 3 de este real decreto para los siguientes 10 años basándose en el informe de cobertura de la demanda a largo plazo remitido por el operador del sistema definido en el artículo anterior.

La potencia prevista necesaria para el año "n" del horizonte del largo plazo tendrá la consideración de potencia necesaria definida en el artículo 4 a efectos de otorgar el régimen retributivo de las centrales que soliciten resolución de compatibilidad para entrar en funcionamiento en dicho año "n"

2. Excepcionalmente se podrá reconocer el régimen retributivo adicional o específico y resolución favorable de compatibilidad a instalaciones de generación, aun cuando se superen los valores necesarios para la cobertura de la demanda en un año "n", en los términos indicados en el artículo 9 de este real decreto.



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

1. Cuando los sistemas eléctricos se encuentren efectivamente integrados en el sistema peninsular, la Administración General del Estado autorizará las instalaciones eléctricas de generación de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos, su modificación o cierre temporal o definitivo de acuerdo con la legislación vigente.

2. Para las instalaciones de producción referidas en el apartado a del artículo 1.1, de este real decreto el titular de la instalación de producción deberá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas 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 correspondiente. Las características técnicas que precisarán aprobación serán, como mínimo, las siguientes:

- a) Potencia neta prevista.
- b) Mínimo técnico ordinario y extraordinario obtenido de la prueba de mínimo técnico de la central.
- c) Rampas de subida y bajada de potencia.
- d) Tiempos de arranque.
- e) Curvas de arranque frío, arranque caliente y reserva caliente a efectos de despacho
- f) Curvas de funcionamiento según el nivel de carga a efectos del despacho.

Las curvas de funcionamiento y de arranque tendrán el formato establecido en el artículo 25 de este real decreto. La modificación de estos valores requerirá la autorización previa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. Todas las instalaciones de producción de energía eléctrica, una vez que hayan obtenido la autorización de explotación, deberán inscribirse, con carácter previo, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen que indique su pertenencia a un sistema no peninsular. Adicionalmente a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, será requisito indispensable para la inscripción previa en el registro disponer de la Resolución del Director General de Política Energética y Minas de aprobación de parámetros técnicos indicada en el apartado anterior. La inscripción previa en el registro tendrá una validez de tres meses.

4. Para la inscripción definitiva en el Registro correspondiente, los titulares de instalaciones de producción que deseen operar en dichos sistemas deberán solicitar dicha inscripción junto con la siguiente documentación:

- a) certificación por parte del operador del sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en el despacho y de cumplimiento con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en estos sistemas.
- b) Resultado de la prueba de potencia neta de la instalación obtenida según lo indicado en el Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica, que será la que conste en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

Estos requisitos serán indispensables para su inscripción definitiva en el Registro correspondiente.



5. En el plazo de tres meses antes de la finalización de la vida útil regulatoria de una central, su propietario deberá solicitar al Operador del Sistema, que realice y remita a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe técnico sobre las condiciones de la instalación. En dicho informe el operador del sistema deberá valorar las cuestiones indicadas en el apartado 4 del artículo 8 de este real decreto.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá, en el caso de las instalaciones referidas en el apartado a del artículo 1.1. de este real decreto, sobre la prórroga del régimen de retribución adicional de la central en los términos establecidos en el artículo 8.

En aquellos casos en los que no fuera concedida la prórroga del régimen de retribución adicional y el titular de la instalación no quisiera vender energía percibiendo el precio final horario peninsular deberá solicitar la baja en el correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en el plazo de 3 meses desde la resolución citada en el párrafo anterior. En su caso, se dará traslado de la resolución por la que se proceda a la baja de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la Comunidad Autónoma correspondiente a los efectos oportunos.

6. En lo no contemplado en el presente artículo será de aplicación el Título VIII del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Artículo 8. Régimen económico para instalaciones de producción hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, 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 del apartado 1.a del artículo 1 será el regulado en el título III de este real decreto.

2. Las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica del apartado 1.a del artículo 1 y 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.

Los titulares de las instalaciones deberán acreditar en la solicitud anterior su capacidad para ejercer la actividad de producción y presentar la información relativa a la instalación proyectada con el desglose establecido en el anexo II de este real decreto.

3. Aquellas instalaciones que obtengan una autorización administrativa sin la resolución favorable prevista en el apartado anterior no tendrán derecho a retribución adicional, percibiendo en cada hora, exclusivamente, el precio horario final peninsular.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe al operador del sistema remitiendo la información enviada por los titulares de las instalaciones indicadas en el apartado 2 del presente artículo. El informe del operador del sistema deberá valorar expresamente, entre otras, las siguientes cuestiones:

- Necesidad de implantar la nueva potencia prevista por el solicitante a efectos de cobertura de la demanda, según la definición de cobertura de la demanda definida en este real decreto.
- Valorar el nudo de conexión más conveniente desde el punto de vista del sistema, para las nuevas instalaciones
- Valorar la tecnología propuesta desde un punto de vista de seguridad de suministro y eficiencia técnica-económica.



- Resultados de la simulación del despacho de generación anual en lo relativo a variación de los costes de generación y de la energía generada por cada central, teniendo en cuenta la nueva central prevista, el incremento de potencia o la mejora de la eficiencia propuesta.

- Valorar la propuesta de manera conjunta con el resto de propuestas que se hubieran presentado en el mismo sistema aislado y sobre las que no se hubiera emitido aún resolución de compatibilidad.

En virtud de lo anterior el operador del sistema deberá emitir informe favorable o desfavorable a la implantación de la nueva central.

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. En dicho informe la citada Comisión valorará expresamente, entre otras, las siguientes cuestiones:

- Valoración económica de la afcción de la central propuesta, o del incremento de potencia o mejora de la eficiencia en renovaciones de centrales existentes sobre el coste de generación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- Valoración de las posibles alternativas propuestas.

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

6. Del mismo modo, se solicitará informe a las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias para que puedan realizar observaciones, las cuales se harán constar en la referida resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas.

7. 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 Ministro de Industria, Energía y Turismo.

8. Recabados los informes indicados en los párrafos precedentes la Dirección General de Política Energética y Minas determinará si la instalación resulta compatible con los criterios técnicos y con criterios económicos para la reducción efectiva de los costes de las actividades de generación, distribución y transporte de energía eléctrica y dictará, en su caso, resolución de compatibilidad.

La resolución de compatibilidad favorable dará derecho a ese grupo a percibir el régimen retributivo regulado en el título III de este real decreto durante su vida útil regulatoria.

La existencia de informe favorable del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no implicará la concesión de resolución de compatibilidad. La Dirección General de Política Energética y Minas valorará, de entre las opciones presentadas con informe favorable del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aquellas que sean óptimas para el sistema.

En todo caso, para poder obtener resolución favorable de compatibilidad se deberán cumplir los siguientes requisitos:

A. Que a la fecha prevista de entrada en funcionamiento de la central para la que se solicita resolución de compatibilidad no se superen los valores de potencia necesaria para la cobertura de la demanda en el sistema aislado correspondiente, según lo indicado en el artículo 6, sin perjuicio de lo establecido en el apartado siguiente.

B. La titularidad de las instalaciones para las que se solicita resolución de compatibilidad estará sujeta a las limitaciones establecidas en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

C. Que los informes del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sean favorables.



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

La resolución de compatibilidad otorgará el derecho a percibir el régimen retributivo adicional, en su caso, a la instalación proyectada, según las características técnico-económicas aprobadas y para la potencia necesaria para cubrir la cobertura de la demanda en el sistema aislado correspondiente.

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, 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 estos casos, el operador del sistema deberá incluir en el informe al que hace referencia el apartado 2 de este artículo los siguientes puntos adicionales:

- La valoración de las razones de seguridad de suministro o eficiencia técnica y económica del sistema que justifiquen la necesidad de instalación de esta nueva potencia y la concesión de la retribución adicional.
- Una propuesta de central o centrales a desplazar por la nueva instalación y los motivos que justifiquen esa propuesta. Los criterios utilizados a la hora de valorar el desplazamiento de las centrales existentes se basarán en la repercusión sobre la seguridad de suministro, los costes variables de generación, la antigüedad y las emisiones.

10. La resolución de compatibilidad tendrá una vigencia temporal establecida en la propia resolución durante la cual el titular de la instalación deberá llevar a cabo las acciones oportunas para poner en servicio la instalación. En todo caso dejará de tener validez y la potencia prevista no será tenida en cuenta en los análisis que se realicen para el cálculo de la cobertura de la demanda, en el caso de que:

- Se supere un año sin que se hubieran iniciado los trámites para la obtención de la autorización administrativa.
- Si durante la vigencia establecida en la resolución tuviera lugar un acto administrativo que impidiera la ejecución del proyecto.

11. Mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá prorrogar el derecho a percibir el régimen retributivo previsto en el título III de este real decreto a una central una vez finalizada su vida útil regulatoria.

En todo caso no se podrá prorrogar el derecho a percibir el régimen retributivo adicional en aquellas solicitudes que no contemplen la realización de inversiones para mejora de la eficiencia o cuando dichas inversiones no aporten mejoras técnicas o económicas frente a otras alternativas planteadas.

En este sentido, se tendrá en cuenta el informe técnico al que se hace referencia en el artículo 7.5 de este real decreto y se solicitará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que realice una valoración económica de la afección de la renovación propuesta sobre el coste de generación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y frente a otras alternativas planteadas.

12. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar una retribución adicional específica distinta de la establecida en el título III de este real decreto, por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro. Estas medidas estarán destinadas a cubrir falta de generación puntual y transitoria. Este tipo de instalaciones deberá contar con un informe previo del operador del sistema donde se constate la necesidad de adoptar esa medida extraordinaria concreta. En dicho informe se indicarán las causas que motivan la necesidad de instalar potencia adicional así como la potencia necesaria para cubrir cada una de dichas necesidades. La autorización administrativa de funcionamiento deberá tener en cuenta dicho informe y tendrá una duración limitada.



Artículo 9: Régimen económico específico para instalaciones hidroeléctricas fluyentes o que utilicen como fuentes de energía renovables distintas de la biomasa, biogas y de residuos

1. Las instalaciones 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 renovaciones de las existentes en los citados territorios requerirán, con carácter previo a la autorización administrativa, de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas.

No se podrá otorgar dicha resolución a aquellas instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que pretendan percibir el régimen retributivo específico, en tanto no se establezca dicho régimen para las nuevas instalaciones o a las renovaciones de las existentes.

3. Aquellas instalaciones que 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 peninsular.

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

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

1. El Secretario de Estado de Energía podrá convocar concursos para cubrir las necesidades puestas de manifiesto por el operador del sistema en los informes de cobertura de demanda definidos en el apartado 1 del artículo 5 de este real decreto.

A estos efectos el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la valoración de los informes referidos.

En este caso, cuando el procedimiento afecte a una sola Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma, se le solicitará, una vez aprobada, la emisión de informe sobre la convocatoria, para que, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, pueda realizar observaciones, que se harán constar en la resolución del procedimiento.

2. La asignación de la capacidad de producción objeto del procedimiento se realizará a través de un procedimiento de subasta.

3. El concurso se convocará mediante Resolución del Secretario de Estado de Energía que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado", y en la que se establecerán, al menos:

- a) El cupo de potencia por sistema eléctrico aislado.
- b) Tecnologías a utilizar.
- c) En su caso, la potencia máxima de cada oferta a presentar por instalación individual.
- d) Los valores de inversión estándar y costes variables a efectos de liquidación de cada tipología de instalación.
- e) En su caso, nudos de conexión.
- f) El plazo de presentación de las solicitudes y la fecha de realización de cada subasta.
- g) El tipo de subasta a celebrar.



4. El producto a subastar será el porcentaje de reducción en la retribución respecto de los parámetros estándar en los términos que regule la Resolución del Secretario de Estado de Energía por la que se convoca la subasta.

5. La asignación de dicho producto conllevará la asignación de la capacidad de producción asociada y el compromiso de ejecución de la realización de las inversiones. Adicionalmente en la resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerán mecanismos de garantía y penalización que aseguren la eventual realización de las inversiones.

6. Con carácter general, no podrán ser adjudicatarios de los concursos de nueva capacidad las empresas o grupos empresariales, definidos según lo establecido en artículo 42 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 grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema.

7. La adjudicación en el concurso conllevará la resolución favorable de compatibilidad regulada en el artículo 8 de este real decreto.

Artículo 11. Instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

1. Las instalaciones de bombeo que tengan 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 serán de titularidad del operador del sistema.

2. En otros supuestos distintos a los contemplados en el apartado anterior, la titularidad de las instalaciones de bombeo corresponderá al que resulte adjudicatario de un procedimiento de concurrencia competitiva convocado por el Gobierno en los términos establecidos en el artículo 10.

3. Con el fin de garantizar la realización de las inversiones, el solicitante deberá presentar, junto con su oferta para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva al que hace referencia el apartado anterior, una propuesta de calendario para la construcción de la instalación así como el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto del proyecto de la instalación.

4. El calendario de ejecución será aprobado conjuntamente con la resolución del concurso por el Secretario de Estado de Energía, previo informe de las Administraciones y organismos afectados y previa audiencia al interesado, quedando los efectos de la citada resolución condicionados al cumplimiento del calendario.

5. El incumplimiento de cualquiera de los hitos del calendario determinará, previo trámite de audiencia y mediante resolución motivada, la ejecución del aval y la declaración de la imposibilidad de percepción del régimen retributivo establecido en el título III de este real decreto para esta instalación por la empresa titular o por cualquier sociedad del grupo definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

Ello no obstante, el Director General de Política Energética y Minas podrá, previa solicitud justificada del interesado y mediante resolución motivada, modificar en todo o en parte los hitos del calendario cuando su cumplimiento se vea obstaculizado a resultas de la inobservancia por las Administraciones Públicas o en su caso, el operador del sistema de los plazos a que normativamente vienen sujetas en la tramitación y resolución de los distintos procedimientos.

6. El aval será cancelado cuando el titular de la instalación de bombeo obtenga la autorización de explotación de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la



tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de información de la Administración en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval.

TÍTULO III

Régimen retributivo para las instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás y residuos.

CAPÍTULO I

Definición del régimen retributivo

Artículo 12. Régimen retributivo

1. La retribución anual de cada grupo generador de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 será calculado por el operador del sistema como la suma de los costes variables a efectos de liquidación y la retribución por costes fijos de cada instalación según lo establecido en el presente Título.
2. No obstante lo anterior, las centrales que hubieran sido adjudicatarias de un concurso de nueva capacidad, la retribución tanto fija como variable será la establecida en el resultado de asignación del concurso.

CAPÍTULO II

Determinación de la Retribución por Costes Fijos

Artículo 13. Cálculo de la retribución por Costes Fijos

1. La retribución por costes fijos de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 en cada sistema aislado de los territorios no peninsulares se calculará, para cada grupo i y para un período anual n, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCF_n(i) = \min(CF_n(i), \sum_{h=1}^{h=X} P_{disponible}(i, h) * CF_n(i, h))$$

Siendo:

RCFn (i): Retribución por costes fijos para el grupo i en el año n, expresada en euros.

CF_n(i): Anualidad del coste fijo del grupo i, en el año n expresada en euros.

P_{disponible} (i,h): Potencia disponible del grupo i en la hora h, expresada en MW.

CF_n(i, h): Coste horario fijo en el año n del grupo i, expresada en euros/MW.

X= N° de horas total del año. 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.



2. La potencia disponible horaria de cada grupo expresada en MW ($P_{disponible}(i,h)$) vendrá determinado en cada hora por la diferencia entre la potencia neta del grupo i expresada en MW y la potencia indisponible del grupo i expresada en MW en dicha hora. La potencia neta de la instalación será la que conste en el Registro administrativo de las instalaciones de producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El valor de la potencia indisponible para cada hora y para cada grupo i será establecida por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en la normativa de aplicación.

3. El valor del coste horario fijo en un año determinado para cada grupo se calcula de la siguiente forma:

$$CF_n(i, h) = \frac{CF_n(i)}{PN(i) \cdot H_i} f_{est}$$

Donde:

$CF_n(i, h)$ coste horario fijo en el año n del grupo i , expresado en euros.

$PN(i)$ potencia neta del grupo i en MW obtenida del Registro administrativo de las instalaciones de producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

$CF_n(i)$: anualidad del coste fijo del grupo i , en el año n expresada en euros/MW.

f_{est} : Factor de estacionalidad horario para cada uno de los territorios no peninsulares y para cada periodo horario, punta, llano y valle, son los establecidos en el anexo III del presente real decreto.

El operador del sistema controlará, mediante la aprobación de los planes de indisponibilidad programada, que no se produzca un exceso de revisiones programadas en un determinado periodo estacional.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema podrá revisar los periodos de punta, valle y llano, así como los valores del factor de estacionalidad f_{est} para cada uno de los bloques definidos en función de la evolución de las curvas de carga de cada sistema y de sus niveles de reserva de capacidad.

H_i : Horas anuales de funcionamiento estándar del grupo i , teniendo en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento del grupo. Los valores de las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, en función de la tecnología y tamaño, a estos efectos serán los indicados en el anexo IV de este real decreto.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá revisar las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, estableciendo diferentes valores en función de la tecnología, combustible y tamaño.

Artículo 14. Anualidad del coste fijo

1. La anualidad (en el año n) del coste fijo para cada grupo de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 se compondrá de dos términos, la retribución por inversión y la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento.

$$CF_n(i) = CI_n(i) + OMF_n(i)$$

$CI_n(i)$ es la anualidad (en el año n) por inversión de un grupo i de una central con una tecnología concreta, expresada en euros.

$OMF_n(i)$ es la anualidad (en el año n) de los costes de operación y mantenimiento fijos del grupo i , expresada en euros.



2. La retribución por inversión se compone de la retribución por amortización y la retribución financiera y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_n(i) = A_i + R_{in}$$

Donde:

A_i : Retribución por amortización anual de la inversión del grupo i , expresada en euros.

R_{in} : Retribución financiera en el año n de la inversión del grupo i , expresada en euros

Artículo 15. Método de cálculo de la anualidad del coste por inversión

1. La retribución por amortización de la inversión de cada grupo i (A_i) de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1, expresada en euros, se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_i = V_{li} / V_{Ui}$$

Donde:

- - V_{li} : Valor de la inversión reconocida al grupo i , expresada en euros.
- - V_{Ui} : Vida útil del grupo i , expresada en años.

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 entre los límites máximos y dicho valor real, cuando éste sea inferior al límite. Los límites máximos se determinarán multiplicando la potencia neta inscrita de la instalación por los valores unitarios fijados para 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.

Los valores unitarios podrán ser revisados cada 6 años mediante orden ministerial previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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.

La actualización y revisión de los valores máximos unitarios de inversión se establece en el anexo VII.

Se considerará una vida útil regulatoria de 25 años para las instalaciones térmicas y equipos de instalaciones hidráulicas y de 65 años para la obra civil de instalaciones hidráulicas.

2. La retribución financiera de la inversión de cada grupo i (R_{in}), expresada en euros, se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución (Tr_n) a la inversión neta (VN_{lin}), conforme a la siguiente fórmula:

$$R_{in} = VN_{lin} * Tr_n$$

Donde:

VN_{lin} : Valor neto de la inversión del grupo i en el año n , expresada en euros.

$$VN_{lin} = V_{li} - A_{i,n-1}$$

Donde:



Vli: Valor de la inversión del grupo i, expresada en euros, con el mismo significado que el del apartado anterior.

$Aa_{i,n-1}$: Amortización acumulada hasta el año n-1 del grupo i, expresada en euros.

(Trn): Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n.

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 diez años incrementada en 200 puntos básicos y tendrá una vigencia de seis años. Para el cálculo de la tasa de retribución se tomará como valor de las obligaciones del Estado a diez años la media de los 24 meses comprendidos entre junio del año n-3 y junio del año n-1.

La tasa de retribución establecida en el párrafo anterior será revisada cada 6 años. En este sentido la Dirección General de Política Energética y Minas publicará cada 6 años el valor de la anualidad del coste por inversión (CIn) correspondiente a cada una de las centrales del apartado 1.a del artículo 1. que participen en el despacho económico de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares para los 6 años siguientes.

Asimismo, en la resolución de reconocimiento del valor de la inversión y de parámetros técnicos a la que hace referencia el artículo 8 de este real decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas publicará el valor de la anualidad del coste por inversión correspondiente a dichas instalaciones para los años que resten hasta la siguiente revisión sexenal de la tasa financiera de retribución.

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)) reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 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 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.

Los valores unitarios podrán ser revisados cada 6 años mediante orden ministerial previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las centrales que presenten indisponibilidades en un año superiores al 20% de las horas no percibirán cantidad alguna en concepto de operación y mantenimiento fijo en ese año.



Artículo 17. Retribución de las inversiones adicionales

Las inversiones por renovación o modificación de una central en explotación así como aquellas que se realicen para mejorar el rendimiento de las centrales existentes, tendrán la consideración de inversiones adicionales y precisarán de resolución previa de compatibilidad en los términos establecidos en el artículo 8 de este real decreto.

La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá la anualidad de los costes fijos correspondientes aplicando un periodo de amortización en función del tipo de inversión y una retribución financiera igual a la aplicada a la anualidad del coste por inversión para cada grupo.

Artículo 18. Órdenes de arranque

1. El operador del sistema dará instrucciones 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.

2. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, al menos anual, se definirán los criterios por los que se considera que una instalación tiene un índice de funcionamiento reducido, así como, en su caso, las instalaciones a las que el operador del sistema remitirá estas instrucciones y el plazo en el que deberán darse las mismas. En todo caso se considerará que tienen un funcionamiento reducido aquellas instalaciones que presenten una indisponibilidad anual superior al 20% de las horas y a aquellas que, estando disponibles, no hayan entrado en funcionamiento en el año precedente.

3. Ante una instrucción de arranque del operador del sistema la instalación deberá cumplir dicha instrucción con una desviación máxima del 10 por ciento respecto del tiempo de arranque que tuviera aprobado para el despacho técnico-económico.

La instalación deberá, asimismo, mantener durante 24 horas adicionales una potencia equivalente de, al menos, el 60 por ciento de su potencia neta y durante al menos 1 hora, a instrucción del operador del sistema, el 100 por cien de su potencia neta. Tras la prueba, el operador del sistema deberá remitir un informe de cumplimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas.

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 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 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.

En el caso de que el productor no notifique a la Dirección General de Política Energética y Minas que se han solucionado las causas que motivaron el incumplimiento para proceder a su comprobación por parte del operador del sistema, en el periodo de un año a contar desde la notificación de la resolución de declaración del incumplimiento, se procederá de oficio a dar de baja la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción.

CAPÍTULO III

Metodología de determinación del coste variable a efectos de liquidación



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

1. El coste variable de generación a efectos de liquidación de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 está compuesto por los siguientes conceptos de coste:

a) Costes variables de combustible a efectos de liquidación

Son los costes variables de cada grupo generador i asociados a los consumos de combustibles derivados del funcionamiento del grupo. Los costes variables de combustible de cada grupo generador i en cada hora h se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión

$$C_{\text{comb}}(i,h,j) = [a(i) + b(i) * p(i,h,j) + c(i) * p^2(i,h,j)] * pr(i,h,j)$$

Siendo:

$p(i,h,j)$: Potencia media horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

$a(i)$ (th/h), $b(i)$ (th/h.MW) y $c(i)$ (th/h MW²): Parámetros técnicos a efectos de liquidación establecidos en el anexo IX.

$pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en euros/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 21 de este real decreto.

b) Costes de arranque a efectos de liquidación

Los costes de arranque son los asociados al proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro. Este concepto incluye tanto el consumo de combustible como el coste adicional de operación y mantenimiento asociado al arranque del grupo.

$Car(i,j)$ recoge los costes derivados del arranque de un grupo, correspondientes tanto al consumo de combustible como a otros costes variables, siendo su formulación la siguiente:

$$Car(i,j) = a'(i) * [1 - \exp(-t/b'(i))] * prar(i,h,j) + d$$

Donde:

t : tiempo transcurrido desde la última parada, en horas.

$a'(i)$ (th) y $b'(i)$ (h): Parámetros técnicos a efectos de liquidación.

d : Parámetro que refleja los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, valorado en euros.

Estos parámetros serán los establecidos en el anexo X, clasificados por tecnología y potencia.

$prar(i,h,j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en periodos de arranque parada del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en euros/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 21 de este real decreto.

No serán considerados a efectos de liquidación los costes de arranque derivados de averías de grupos.

c) Costes variables de operación y mantenimiento a efectos de liquidación

Los costes variables de operación y mantenimiento recogen los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada unidad de generación, que se realizan en función de las horas de funcionamiento del grupo, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de las mismas. Se incluyen en este concepto los consumos de fungibles y aditivos.



Los costes variables de operación y mantenimiento son los definidos en el anexo XI de este real decreto.

d) Costes de banda de regulación a efectos de liquidación

Corresponde al sobrecoste de explotación de un grupo generador por la banda de potencia a subir y a bajar asignada por el operador del sistema para la regulación del equilibrio entre generación y demanda.

El coste de banda de regulación en una hora será el coste de combustible a efectos de liquidación del grupo que preste el dicho servicio a la potencia media de regulación en esa hora, incrementados en un 1%.

Las inversiones en sistemas automáticos de control de generación, necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación se considerarán inversiones por renovación, podrán tener la consideración de inversiones adicionales, precisarán de resolución de compatibilidad y, en su caso, serán retribuidas tal y como se establece en el artículo 17 de este real decreto.

e) Coste de los derechos de emisión a efectos de liquidación

El coste de los derechos de emisión a efectos de liquidación se calculará mensualmente como el producto del precio del derecho de emisión a efectos de liquidación (P_{CO2L}) por el factor de emisión (fie):

$$C_{CO2L} = P_{CO2L} * fie$$

En este sentido, el precio de los derechos de emisión a efectos de liquidación (P_{CO2L}) en €/TonO₂ se calculará como la media ponderada del precio de dichos derechos en las subastas del mercado primario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año anterior para el que se efectúa la liquidación.

Para calcular el coste de los derechos de emisión de cada grupo en €/MWh se considerarán los factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012 aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre.

2. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá revisar cada 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.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas declarará, en su caso, los costes adicionales de generación ocasionados por el incorrecto mantenimiento o falta de la capacidad necesaria de las redes y la relación de redes causantes.

Los titulares de las redes que ocasionen costes adicionales de generación deberán presentar un plan de inversiones para corregir dichas carencias. Los titulares de las redes de transporte deberán incluir las mejoras necesarias en la planificación y los titulares de las redes de distribución deberán presentar un plan de inversiones en la Comunidad o Ciudad Autónoma competente.

Aquellos costes adicionales de generación en los que se incurran en los años posteriores como consecuencia del incorrecto mantenimiento o falta de la capacidad necesaria de las redes de transporte, cuando no se haya ejecutado una instalación aprobada en la planificación, o de distribución, cuando no se haya ejecutado el plan de inversión, irán con cargo a la retribución de las empresas causantes. Igualmente, los costes adicionales de generación serán asumidos por las empresas titulares de las redes si estas no cumplen la obligación de presentar las mejoras necesarias en la planificación o, en su caso, un plan de inversión tal y como se indica en el párrafo anterior.



Artículo 20. Revisión de parámetros técnicos y económicos. Pruebas de rendimiento de las centrales

1. La revisión de parámetros técnicos prevista en el artículo 19.2 y en el artículo 25 de este real decreto se realizará según lo establecido en el anexo VIII. A estos efectos, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes siguiendo el procedimiento administrativo establecido en el citado anexo VIII y según 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 de los territorios no peninsulares aprobados. Las pruebas se realizarán sobre una muestra representativa de cada familia que cumpla con los requisitos aprobados.

Durante la realización de las pruebas los grupos se considerarán disponibles a los efectos de su retribución.

Los parámetros técnicos a efectos de liquidación serán únicos por tecnología y tamaño, y se calcularán de la siguiente manera:

- Los parámetros técnicos de costes de funcionamiento a efectos de liquidación se calcularán mediante una regresión cuadrática de las curvas de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) obtenida a partir de los ensayos de consumo específico realizados a los distintos grupos y una curva de consumo específico estándar, de forma que se fomente la eficiencia de las instalaciones y se garantice la actualización de las centrales existentes.
- Los parámetros técnicos de los costes de arranque a efectos de liquidación se calcularán mediante el ajuste exponencial de la curva coste en termias frente a tiempo de arranque, sin tener en cuenta el parámetro d al que se refiere el artículo 19.1.b, a partir de los ensayos de coste de arranque de las centrales de una familia.

2. Los costes variables de operación y mantenimiento a efectos de liquidación se calcularán por familia a partir de la media ponderada por la energía generada de los costes de operación y mantenimiento variable auditados de cada una de las centrales que han operado en estos sistemas desde la fecha de la última revisión y unos costes variables de operación y mantenimiento estándar por familia que serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El parámetro económico "d" se revisará según lo establecido en el anexo VIII.

A los efectos de la revisión de parámetros económicos prevista en el artículo 19.2 la información económica que pudiera ser necesaria para la revisión de los parámetros utilizados para el cálculo de los componentes del coste variable de generación a efectos de liquidación, será remitida por la empresa propietaria de los grupos a la Dirección General de Política Energética y Minas, en la forma y plazos que ésta determine.

3. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá 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.

4. Cualquier actuación tendente a la alteración o falseamiento del resultado de las pruebas de rendimiento, por parte del titular de la instalación será considerada infracción de las tipificadas en la Ley del Sector Eléctrico.

Artículo 21: Cálculo de los precios de combustible.

1. El precio medio de la termia de los combustibles ($pr(i,h,j)$) y el precio medio de la termia de los combustibles utilizados en periodos de arranque parada ($prar(i,h,j)$) utilizados por cada grupo de las instalaciones reguladas en el apartado.a) del artículo 1.1 será calculado, horariamente, a partir del consumo de cada uno de los combustibles utilizados y de su poder calorífico, según lo indicado en el anexo XII de este real decreto.



La mezcla de combustible para el estado de funcionamiento normal y la mezcla de combustible para el arranque del grupo de cada uno de los grupos que estén sujetos al reconocimiento de sus costes variables de generación serán autorizadas, con carácter previo a su aplicación, por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estas mezclas de combustible autorizadas serán las que se reconozca en el proceso de programación del despacho y la liquidación de los costes de generación de las centrales. En este sentido los agentes productores deberán declarar mensualmente al operador del sistema los combustibles almacenados, las adquisiciones y los consumos de combustible de cada grupo. Las desviaciones respecto a las mezclas aprobadas serán puestas en conocimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas por parte del operador del sistema.

2. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, cuando un agente generador detecte la necesidad de utilizar, en cualquiera de sus unidades generadoras, un combustible o mezcla de combustibles distinta de las autorizadas para mantener el programa previsto de producción, lo pondrá en conocimiento del operador del sistema. El operador del sistema podrá autorizar el uso excepcional y temporal de un combustible o mezcla de combustibles distintos al autorizado, con base en la eficiencia económica del conjunto de cada sistema y la garantía de suministro en condiciones de calidad y seguridad. El operador del sistema deberá poner en conocimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas las autorizaciones de uso excepcional de combustible indicando las causas que motivaron el cambio de mezcla, las características técnicas de mezcla autorizada y la duración de la autorización.

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.

En el caso de restricciones ambientales, el titular de la instalación de generación deberá declarar indisponible el grupo (total o parcialmente) y sólo en caso de que resulte imprescindible para asegurar el suministro podrá ser programado por el operador del sistema. En ese caso el operador del sistema podría reconocer la mezcla de combustible y así realizar el despacho económico.

3. En el caso de restricciones derivadas de normativa autonómica o local que supongan unos mayores costes de generación, el titular de la instalación de producción podrá establecer convenios con las Administraciones Autónomas y locales para cubrir el sobrecoste ocasionado, en caso contrario deberá declarar indisponible el grupo (total o parcialmente) y solo en caso de que resulte imprescindible para la garantía de suministro podrá ser programado por el operador del sistema. En ese caso se podría reconocer la mezcla de combustible y así realizar el despacho de generación.

4. El precio de cada uno de los combustibles fósiles utilizados, $Prc(c,i,h,j)$, se compone de los siguientes términos:

4.1. Precio del combustible en puerto: comprende el precio del producto más los costes de logística necesarias para llevar dicho producto hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular definido en el artículo 2. 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 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.

5. Los combustibles fósiles que se considerarán a efectos de retribución por zonas geográficas son los establecidos en el anexo XIII de este real decreto

6. El precio $Prc(c,i,h,j)$, y el poder calorífico inferior de los combustibles de biomasa, biogás y residuos será aprobado por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuentas las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema.



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.

2. El objeto de las subastas será el suministro de combustible en el puerto principal de cada territorio no peninsular y la determinación de su precio. Se realizarán subastas diferenciadas para cada uno de los tipos de combustible utilizados en los sistemas aislados de los territorios no peninsulares. De igual modo, cuando así se estime más conveniente para la efectiva aplicación de los principios de concurrencia y no discriminación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer, mediante resolución motivada, que la licitación tenga lugar, para cada tipo de combustible, con división en el número de lotes que determine.

3. Corresponderá la tramitación y realización de las subastas a las empresas productoras de energía eléctrica con participación mayoritaria en cada uno de los territorios no peninsulares, entendiéndose por tales, a estos efectos, a las empresas o grupos empresariales, definidos según lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio, que posean un porcentaje de potencia de generación eléctrica superior al 40 por ciento en ese territorio. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web una relación, que se actualizará anualmente, de las empresas o grupos de empresa que ostentan dicha condición en cada territorio.

4. La empresa o empresas a las que, con arreglo en lo dispuesto en el apartado anterior, corresponda la realización de las subastas presentarán ante la Secretaría de Estado de Energía, con seis meses de antelación a la finalización del contrato de combustible, 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. La Secretaría de Estado de Energía podrá, en el plazo de un mes, exigir mediante resolución motivada que se introduzcan las modificaciones que se estimen necesarias para la debida aplicación de los principios enunciados en el apartado 1 de este precepto, en cuyo caso la empresa o empresas referidas deberán presentar dentro de los quince días siguientes a la notificación del citado acuerdo, unos nuevos textos que las incorporen. Transcurrido el plazo de un mes desde una u otra presentación sin que se hubiera formulado observación alguna por la Secretaría de Estado de Energía, el procedimiento podrá seguir su curso.

5. Para el adecuado seguimiento y supervisión de las subastas se constituirá una mesa de validación, en la que estarán representadas las empresas de producción de energía eléctrica que utilicen combustible objeto de subasta, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, y cuya composición y funcionamiento se regularán por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Deberán comunicarse a esta mesa de validación todas las actuaciones que, para el desarrollo de las subastas y hasta su resolución, se produzcan desde la definitiva redacción del pliego de bases. Le corresponderá, así mismo, la aprobación del borrador del contrato que, en cada caso, haya de firmarse con el adjudicatario, debiendo velar por que se ajuste al resultado de la subasta y al contenido del pliego.

6. Los pliegos que hayan de regir las subastas, la convocatoria, los precios de partida y los borradores de contrato a suscribir deberán ser publicados en el «Boletín Oficial del Estado» y en la sede electrónica de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. De igual modo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá remitir al «Diario Oficial de la Unión Europea» un anuncio de la celebración de la referida subasta, con indicación de los datos necesarios para acceder a los tales textos.

7. Los gastos derivados de la gestión y publicidad de las subastas serán soportados por los adjudicatarios en proporción al respectivo importe de su adjudicación. A tales efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia publicará en su sede electrónica, al tiempo de su convocatoria, una estimación orientativa y no vinculante del importe de los tales gastos. Una vez celebrada las subastas, se publicará en la misma sede electrónica su importe, junto con el resultado de aquéllas.



8. La convocatoria detallará la forma y plazo en que han de presentarse las solicitudes de participación. También podrá contener la exigencia de constituir una garantía ante la Caja General de Depósitos que responda del mantenimiento de la oferta y, en su caso, del cumplimiento de las condiciones del contrato, detallando los términos y condiciones en que habrá de prestarse.

9. Las ofertas presentadas consistirán en un porcentaje de reducción de, al menos, el 2 por ciento respecto al precio de referencia del combustible, y en todo caso, por tramos de 50 puntos básicos. Dichas ofertas serán irrevocables e incondicionales.

El precio de combustible en puerto y el poder calorífico inferior utilizado a efectos de despacho y de liquidación será el obtenido de la subasta.

10. Los resultados de la subasta serán hechos públicos dentro de los dos días hábiles siguientes a su celebración y deberán publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

11. El adjudicatario de la subasta adquiere el compromiso de vender el combustible, al mismo precio obtenido en la subasta y con las mismas características, al resto de productores del sistema eléctrico aislado que utilicen dicho combustible.

12. La logística interna asociada al traslado del combustible desde el puerto principal de cada territorio no peninsular hasta la central será realizada por la empresa productora. Los costes de logística interna serán aprobados por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La empresa productora mayoritaria en cada territorio no peninsular tendrá la obligación de ofertar la logística interna a las empresas productoras minoritarias a un precio máximo que será el establecido en la Orden a la que hace referencia el párrafo anterior.

La actualización de los costes de logística interna será realizada con carácter anual por el Director General de Política Energética y Minas según lo establecido en el anexo VII.

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

1. El precio de referencia del combustible en puerto será el precio de partida para la realización de la subasta de combustible. El precio de referencia del combustible en puerto se obtendrá a partir de la suma del precio del producto de referencia y los costes de logística asociados al transporte de dicho producto hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular.

2. Los precios del producto de referencia por tipo de combustible se fijarán por la Dirección General de Política Energética y Minas, y se calcularán como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes al año inmediatamente anterior, de los índices y cotizaciones establecidos en el anexo XIII dependiendo del tipo de combustible.

3. Los costes de logística asociados al transporte de los distintos combustibles hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular se calcularán teniendo en cuenta el puerto de origen de los mercados utilizados para calcular el precio de producto.

En el último trimestre de cada año, la Comisión Nacional de Mercado y Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de los costes de logística asociados al transporte de los distintos combustibles hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular del tal forma que dicha Dirección General pueda aprobar en enero de cada año el precio de referencia de cada combustible en puerto.

4. En tanto no se desarrolle el mecanismo de subastas establecido en el artículo anterior o en el caso de que no hubiera ofertantes para llevar a cabo la subasta de combustible o de que, al vencer los contratos de suministro en vigor, no se hubiera firmado el contrato con el adjudicatario y hasta que dicho contrato se firme, se estará a lo dispuesto en este apartado:



4.1 El precio de combustible se calculará como la suma del precio del producto regulado en el apartado 2 de este artículo y los costes de logística establecidos en el anexo XIV. Para el cálculo del precio del combustible gas natural se seguirá el método establecido en el Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

4.2. Los valores anuales del precio del producto indicados en el apartado 2 serán los utilizados a los efectos del despacho de costes variables de generación, aplicándose para cada año los correspondientes al año inmediatamente anterior. A efectos de cálculo de la retribución para cada grupo generador, anualmente, se procederá a regularizar el coste de combustible del año inmediatamente anterior por la diferencia entre los precios reales de los valores indicados en el apartado 2 en dicho año y los inicialmente previstos.

4.3. Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo i del sistema eléctrico j ($p_{ci}(i,h,j)$), valorado en th/tn, serán, a efectos de despacho de generación, los siguientes:

	$P_{ci}(i,h,j)$ (th/tn)
Carbón	6.000
Fuel Oil BIA 1%	9.000
Fuel Oil BIA 0,73%	9.000
Gasoil	10.150
Diesel Oil	10.000

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 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia e inspeccionados.

TÍTULO IV Procedimiento de despacho y liquidación de la generación

Artículo 24. Definición de despacho de la producción.

1. Se establece en cada uno de los sistemas aislados de los territorios no peninsulares un despacho por costes variables en el que participarán las instalaciones de producción para cubrir la demanda. El despacho consistirá en una previsión semanal, diaria, intradiaria y de desvíos en tiempo real.

2. Será condición necesaria para participar 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 de cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en estos sistemas.

3. El despacho de unidades de producción se realizará por parte del operador del sistema según su orden de mérito económico, 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.

4. 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 sistema aislado j será el porcentaje de reducción del consumo específico del año n en termias por Kilovatio hora producido objetivo en cada sistema aislado respecto al consumo del año anterior.

Los objetivos de calidad se establecerán por número de interrupciones y duración de las interrupciones debidas a la generación de más de 3 minutos.

A estos efectos, el operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y de Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter mensual, del consumo específico de cada grupo generador en termias por Kilovatio hora producido y del consumo específico previsto según la energía programada a cada grupo en el primer, segundo y tercer despacho diario y en los intradiarios, indicando las diferentes causas de las diferencias entre los despachos entre otras, reservas de potencia, regulación, control de tensión, previsión de desvíos en los programas de generación y en demanda y restricciones de redes.

Así mismo el operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y de Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter mensual, el tiempo de interrupciones imprevistas superiores a 3 minutos asociadas a generación y el número de dichas interrupciones.

5. Las desviaciones relativas entre el indicador de eficiencia en el año n y el objetivo mínimo de eficiencia, 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 define el Indicador de eficiencia del operador del sistema.

5.1 El indicador de eficiencia en el año n en cada sistema aislado j se define como el porcentaje de reducción del consumo específico del año n en termias por Kilovatio hora producido en cada sistema aislado respecto al consumo del año anterior, según la siguiente ecuación:

$$\text{Indicador de eficiencia (IE)}_n = \frac{\sum_c \text{consumo específico}_n - \sum_c \text{consumo específico}_{n-1}}{\sum_c \text{consumo específico}_{n-1}}$$

5.2. Anualmente, para cada sistema aislado se calculará la diferencia entre el indicador de eficiencia (IE) y el objetivo mínimo de eficiencia (OME). Asimismo, anualmente se calculará el tiempo de interrupciones imprevistas superiores a 3 minutos asociadas a generación y el número de dichas interrupciones.

Si $IE - OME > 0$, se valorará la reducción del consumo específico según los precios de los combustibles en vigor a 31 de diciembre del año n y el 5% de dicha cuantía se añadirá a la retribución del Operador del sistema siempre que los indicadores de interrupciones imprevistas y de número de interrupciones asociadas a generación sean inferiores a los objetivos mínimos de calidad establecidos anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Si $IE - OME < 0$, se valorará el incremento del consumo específico según los precios de los combustibles en vigor a 31 de diciembre del año n y el 20% de dicha cuantía se reducirá de la retribución del Operador del sistema.

5.3. 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 de eficiencia y de calidad, previa autorización por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas.



Artículo 25. Costes variables de generación a efecto de despacho

1. El coste variable de generación a efectos de despacho de los grupos de las instalaciones reguladas en el apartado a) del artículo 1.1 de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares está compuesto por los siguientes conceptos de coste:

a) Costes variables de combustible a efectos de despacho

Los costes variables de combustible de cada grupo generador i en cada hora h se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión

$$C_{\text{comb}}(i,h,j) = [A(i) + B(i) * p(i,h,j) + C(i) * p^2(i,h,j)] * pr(i,h,j)$$

Siendo:

$p(i,h,j)$: Potencia media horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

$A(i)$ (th/h), $B(i)$ (th/h.MW) y $C(i)$ (th/h.MW²): Parámetros técnicos a efectos de despacho. Serán los coeficientes de la curva de funcionamiento según el nivel de carga aprobada en la resolución de reconocimiento de parámetros y valor de la inversión establecida en el apartado 3 del artículo 7 de este real decreto y se irán actualizando, mediante resolución del Director General, a propuesta del titular de la instalación, en función de los resultados obtenidos en las pruebas de rendimiento de las centrales a las que hace referencia el artículo 20 de este real decreto.

$pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en euros/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 21.

b) Costes de arranque a efectos de despacho

La curva de costes de arranque a efectos de despacho será la aprobada en la resolución de reconocimiento de parámetros y valor de la inversión establecida en el punto 4 del artículo 7 de este real decreto y será una curva del tipo:

$$Car(i,j) = A'(i) * [1 - \exp(-t/B'(i))] * prar(i,h,j) + D$$

t : tiempo transcurrido desde la última parada, en horas

$A'(i)$ (th) y $B'(i)$ (h): Parámetros técnicos a efectos de despacho.

D : Parámetro que refleja los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, valorado en euros.

Serán los coeficientes de la curva de arranque aprobada en la resolución de reconocimiento de parámetros y valor de la inversión establecida en el apartado 3 del artículo 7 de este real decreto y se irán actualizando, mediante resolución del Director General, a propuesta del titular de la instalación, en función de los resultados obtenidos en las pruebas de rendimiento de las centrales a las que hace referencia el artículo 20 de este real decreto.

$prar(i,h,j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en periodos de arranque parada del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en euros/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 21 de este real decreto.

c) Costes variables de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento en €/MWh a efectos de despacho serán los declarados por los agentes productores al operador del sistema con carácter anual.

d) Costes de banda de regulación.



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. 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.

e) Coste de los derechos de emisión

El coste de los derechos de emisión a efectos de despacho se calculará mensualmente como el producto del precio del derecho de emisión (P_{CO2}) por el factor de emisión (fie):

$$C_{CO2} = P_{CO2} * fie$$

En este sentido, el precio de los derechos de emisión (P_{CO2}) en €/TonO₂ se calculará como la media ponderada del precio de dichos derechos en las subastas del mercado primario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año móvil precedente.

Para calcular el coste de los derechos de emisión de cada grupo en €/MWh se considerarán los factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012 aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre.

2. Para las instalaciones reguladas en el apartado b) del artículo 1.1 se establece un coste variable instrumental a efectos de despacho de 10 €/MWh producido. Este valor podrá actualizarse por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo en función de la variación de los costes de explotación de estas tecnologías.

Artículo 26. Funciones del operador del sistema respecto del despacho de generación.

El operador del sistema realizará las funciones siguientes para la correcta gestión del despacho de generación:

- a) Calcular el coste variable de generación teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 25.
- b) Realizar el despacho económico de las unidades de generación en cada sistema, basado en los costes variables a efectos de despacho.
- c) Calcular la disponibilidad de cada grupo generador que intervenga en el despacho económico y verificará la potencia disponible.
- d) Asegurar la cobertura de la demanda en tiempo real, gestionando los servicios complementarios, resolviendo las restricciones técnicas y medioambientales que puedan existir
- e) Calcular el precio horario de generación a efectos de liquidación de cada grupo
- f) Determinar y publicar del precio final horario de generación en cada sistema eléctrico aislado y lo comunicará a todos los agentes implicados.
- g) Realizar la liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse
- h) Informar públicamente sobre la evolución de los precios finales de generación en cada sistema eléctrico aislado con periodicidad anual.
- i) Calcular las desviaciones entre la previsión de la demanda realizada por cada uno de los comercializadores y consumidores en su caso, y la realmente demandada por cada uno de ellos y las pondrá a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- j) Gestionar las garantías de los agentes que intervengan en cada sistema eléctrico aislado por las compras y ventas de energía de acuerdo con lo establecido en la normativa.



k) Comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la energía adquirida por el conjunto de los comercializadores y consumidores directos, de cada sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares en cada hora, así como la energía generada en cada hora por cada uno de los grupos que participen en el despacho de generación. Asimismo especificará los desvíos tanto de generación como de demanda respecto a las previsiones por unidad de programación.

l) Revisar y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de generación y transporte lo que comunicará a la comunidad Autónoma o Ciudades de Ceuta y Melilla correspondientes.

m) Elaborar y coordinar los planes de seguridad, emergencia y reposición del servicio, entre otros.

o) Realizar cualesquiera otras funciones que en estos sistemas se le asignen reglamentariamente.

Artículo 27. Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de generación.

1. Las empresas productoras de energía eléctrica comunicarán al operador del sistema, para cada uno de los grupos de generación, la información que sea necesaria en el ejercicio de sus funciones y que, al menos, será la siguiente:

1.1. Para las instalaciones a que hace referencia el apartado a) del artículo 1.1:

a) Disponibilidad horaria o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores para el horizonte de programación.

b) Potencia neta inscrita en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

c) Mínimo técnico aprobado por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

c) Rampas de subida y bajada de potencia, aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

d) Tiempos de arranque, aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

e) Costes de arranque a efectos de despacho aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

f) Costes variables de combustible a efectos de despacho aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

g) Costes de operación y mantenimiento variable a efectos de despacho aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

h) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria y costes de banda de regulación.

i) en los grupos de turbinación-bombeo adicionalmente a la información anterior remitirán las cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

j) Para las instalaciones de cogeneración, potencia máxima a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso y mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

1.2. Para las instalaciones a que hace referencia el apartado b) del artículo 1.1:

a) Disponibilidad horaria

b) Potencia nominal definida en el real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

c) Los programas horarios previstos para el horizonte de programación



2. La comunicación al operador del sistema de parámetros técnicos a efectos de despacho, en su caso, distintos de los aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas, supondrá, previo procedimiento reglado, la percepción, durante un año, exclusivamente del precio medio peninsular final por la energía generada por esa central, sin perjuicio de las sanciones que pudieran derivarse de acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico.

A estos efectos el operador del sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas las modificaciones de parámetros técnicos a efectos de despacho que no hayan sido autorizados previamente por dicha Dirección General.

3. Los comercializadores y consumidores directos presentes en cada sistema eléctrico aislado deberán comunicar al operador del sistema sus previsiones de demanda para cada período de programación horario en el horizonte de programación.

4. El operador del sistema podrá establecer los medios adecuados para el intercambio de información, los cuales serán publicados en su página web.

Artículo 28: Procedimiento de despacho de la generación.

1. Programación semanal y diaria.

El despacho económico se iniciará en una programación semanal para cada uno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, redefinida en programaciones diarias. Las programaciones serán debidamente comunicadas a los agentes implicados.

El despacho de generación se realizará partiendo de los datos indicados en el artículo 26 que serán comunicados al operador del sistema por los agentes con una periodicidad semanal para la programación semanal y un día antes para la programación diaria.

2. El proceso de despacho constará al menos de tres etapas:

2.1 Primer despacho, con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación para cada una de las horas, es asignada como nudo único y para cubrir exclusivamente la demanda prevista comunicada por los comercializadores y consumidores directos.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

2.2 Segundo despacho, con criterio económico y de seguridad: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único. Asimismo, tendrá en cuenta un mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficientes para la explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y estabilidad. Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

Se deberá tener en cuenta que:

a) El operador del sistema revisará los programas horarios previstos y comunicados por los generadores a partir de fuentes de energía renovable no gestionables para el horizonte de programación y utilizará, en esta fase del despacho, la mejor previsión disponible.

b) El operador del sistema considerará la mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

c) Cuando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán sin consideración de costes con el fin de maximizar la integración de la generación renovable no gestionable cuando existan excedentes de generación no integrables de forma segura en el sistema eléctrico y adicionalmente para minimizar el coste variable del despacho para el periodo de planificación estudiado.



d) En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo.

e) En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda, la generación prevista de las instalaciones reguladas en el apartado b) del artículo 1.1 se colocará a su precio instrumental hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

f) En el caso de cogeneradores la generación vendrá condicionada por el proceso productivo asociado.

2.3 Tercer despacho, donde se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en la normativa de aplicación.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

De igual modo, se habrá procedido a reajuste de generación si las restricciones de carácter medioambiental así lo impusieran.

3. Resolución de desvíos generación-demanda con horizonte intradiario y en tiempo real.

Los desvíos generación-demanda serán previstos por el operador del sistema dentro del propio día, con un horizonte superior a la hora. Estos desvíos podrán dar lugar a reajustes sobre la programación diaria, con los mismos criterios de despacho definidos en el apartado anterior, cuando el operador del sistema lo estime necesario, y con la debida comunicación a los agentes afectados.

Los desvíos en tiempo real, serán atendidos por el operador del sistema haciendo uso de las asignaciones de reserva de regulación (secundaria y terciaria).

Artículo 29. Cálculo del coste horario de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

1. Los comercializadores a mercado libre y consumidores directos adquirirán la energía en el despacho horariamente con un precio basado en el precio horario final del mercado peninsular en los términos que se establezca mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Los comercializadores de último recurso adquirirán la energía en el despacho para el suministro a sus consumidores de último recurso horariamente. El precio de adquisición de esta energía será el que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas con base en los precios de los mercados a plazo y otros costes de la energía, tales como los costes de ajustes del sistema y pagos por capacidad, según lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

2. El precio final horario de generación de cada sistema aislado vendrá determinado por el cociente entre los costes de generación de las centrales y la energía consumida por los comercializadores y consumidores directos elevada a barras de central.

Los costes de generación se calcularán considerando los siguientes conceptos:

a) los costes de generación a efectos de liquidación de todas las centrales del apartado 1.a del artículo 1.

b) la energía producida por las centrales del apartado 1.b del artículo 1 valorada al precio final horario peninsular, descontando los pagos por capacidad, más el coste asociado al régimen retributivo específico regulado en el real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.



c) la energía generada por las centrales que no tengan reconocido ningún régimen retributivo adicional o específico que participen en el despacho de generación valorada al precio horario final del mercado peninsular.

3. El extracoste de generación en los sistemas aislados de los territorios no peninsulares vendrá determinado por la diferencia entre los costes de generación referidos en el apartado 2 anterior y los ingresos derivados de la adquisición de energía por parte de los consumidores directos y comercializadores al precio indicado en el apartado 1.

Artículo 30. Sistema y procedimiento de liquidaciones.

1. El operador del sistema liquidará a partir de los ingresos obtenidos en el despacho por los comercializadores y consumidores directos, a las centrales que operen en estos sistemas y que no que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico, al precio horario final peninsular que les corresponda.

2. Una vez realizado lo anterior, el operador del sistema calculará los costes de generación a efectos de liquidación de cada central de las indicadas en el artículo 1 de este real decreto que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico y liquidará los ingresos sobrantes entre todas las instalaciones de producción que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico proporcionalmente a su energía generada.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas anualmente, procederá a aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación a efectos de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico.

4. El organismo liquidador realizará la liquidación de acuerdo con los siguientes conceptos:

a) La cuantía resultante de la diferencia entre los costes de generación a efectos de liquidación aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas y las cantidades percibidas a través del operador del sistema por su venta en el despacho.

b) La cuantía resultante de la diferencia entre la energía producida por las centrales del apartado 1.b del artículo 1 valorada al precio final horario peninsular, descontando los pagos por capacidad, más el coste asociado al régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto XXX/2013, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. y las cantidades percibidas a través del operador del sistema por su venta en el despacho

5. El Ministro de Industria, Energía y Turismo aprobará el procedimiento de liquidación de la energía para estos sistemas.

DISPOSICIONES ADICIONALES

Disposición adicional primera. Mandatos a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia

1. A los efectos establecidos en el apartado 12 del artículo 22, en el plazo de seis meses desde la aprobación de este real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de costes de logística interna de cada sistema eléctrico aislado según su definición dada en el artículo 21.

2. En el plazo de 6 meses y a los efectos establecidos en el artículo 24, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá la propuesta de los objetivos mínimos de eficiencia y de calidad en cada sistema eléctrico aislado a aplicar en el año 2014.



Disposición adicional segunda. Mandatos al operador del sistema.

1. En el plazo de seis meses desde la aprobación de este real decreto, el operador del sistema deberá remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de las centrales según la definición dada en la disposición adicional segunda de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Las pruebas de mínimo técnico serán realizadas en todas las centrales antes de su inscripción en el Registro, siempre que se solicite un cambio de su valor y simultáneamente a las pruebas de rendimiento de las centrales en aquellas centrales en explotación.

2. En el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas la relación de grupos que constituyen cada central de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, entendiéndose por central aquella cuyos grupos comparten línea de evacuación y punto de conexión.

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.

2. A los efectos de celebración de la primera subasta de combustible a la que hace referencia el artículo 22, las empresas productoras de energía eléctrica con participación mayoritaria en cada territorio no peninsular deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto una propuesta de pliego de bases de la subasta y de contrato necesarios

Disposición adicional cuarta. Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.

1. Aquellas instalaciones que por sus características singulares tuvieran concedido un régimen retributivo distinto del contemplado en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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 y la 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, mantendrán su régimen retributivo aprobado a la entrada en vigor de este real decreto.

2. Aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica definidas en el apartado 1.a del artículo 1 del presente real decreto que con anterioridad a la entrada en vigor del mismo tuvieran derecho a la percepción del régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, continuarán percibiendo dicho régimen en los términos previstos en la normativa de aplicación. A los efectos establecidos en el título IV del presente real decreto estas instalaciones serán consideradas como instalaciones de producción de energía eléctrica del apartado 1.b del artículo 1



Disposición adicional quinta. Remisión de información

Toda la información que deba enviarse al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo con lo establecido en este real decreto, se remitirá en formato que permita el tratamiento de los datos en hoja de cálculo.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Disposición transitoria primera. Mezcla de combustible

A los efectos de lo establecido en el artículo 21, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto los titulares de las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la mezcla de combustible habitual utilizada en cada uno de sus grupos, tanto en estado de marcha normal como en los arranques.

De manera transitoria y en tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, la determinación de los costes variables de combustibles y el coste de arranque a efectos del despacho de generación se realizará teniendo en cuenta el combustible principal del grupo y a efectos de liquidación se reconocerá la mezcla de combustible utilizada previa inspección, en los mismos términos que antes de la entrada en vigor de este real decreto.

En el caso de que no se presentara la citada información el combustible a utilizar a efectos de despacho y de liquidación será el combustible principal indicado en el anexo XV.

Disposición transitoria segunda. Certificación de cumplimiento de los requisitos para poder ser dado de alta en el despacho para las instalaciones existentes.

A los efectos establecidos en el artículo 24 de este real decreto, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado con la relación de las centrales que, estando inscritas con carácter provisional en el Registro administrativo de instalaciones de producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, cumplen con los requisitos técnicos para poder estar dado de alta en el despacho y con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que rigen en estos sistemas.

Disposición transitoria tercera. Determinación de los parámetros técnicos a efectos de despacho en las centrales existentes

En tanto no se determinen, mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas los parámetros técnicos y económicos a efectos de despacho a partir de las pruebas de rendimiento de las centrales, los parámetros técnicos y económicos a efectos de despacho de las centrales existentes serán los establecidos en el anexo XV.

Disposición transitoria cuarta. Determinación de la tasa de retribución para el sexenio 2014-2020

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 para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2019 se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, y mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas se determinará el valor de la anualidad del coste por inversión correspondiente de cada una de las instalaciones del apartado 1.ª del artículo 1 que participen en el despacho económico de dichos sistemas eléctricos aislados para el sexenio 2014-2020.



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

1. Los costes variables de generación a efectos de liquidación de las centrales que hubieran participado en el despacho de generación durante los años 2012 y 2013 se obtendrán aplicando la metodología establecida en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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. A estos efectos se aplicará lo siguiente:

- Los parámetros técnicos y económicos a aplicar serán los aprobados mediante Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.
- El precio del producto por tipo de combustible a aplicar para el año 2012 será el resultado de aplicar la metodología establecida en el artículo 23.4, mediante la que se obtienen los siguientes valores:

Precios del producto €/Tm			
FUEL OIL BIA 1% S	FUEL OIL BIA 0,7-0,73% S	DIESEL OIL	GASOIL 0,1% S
521,431	580,003	690,379	732,954

- El precio del producto por tipo de combustible a aplicar para el año 2013 será el resultado de aplicar la metodología establecida en el artículo 23.4.
- Los valores del poder calorífico inferior del combustible serán los siguientes:

	Pci(i,h,j) (th/tn)
Carbón	6.000
Fuel Oil BIA 1%	9.000
Fuel Oil BIA 0,73%	9.000
Gasoil	10.150
Diesel Oil	10.000

- Los costes de logística a aplicar para el año 2012 y 2013 serán los siguientes:

COSTES LOGÍSTICA 2012							
	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Fuel Oil BIA 0,3%	Fuel Oil nº 1	Fuel Oil 1250"	Diesel Oil	Gasoil
BALEARES							
Mallorca	13,05	39,78		39,78			43,04
Menorca		32,60		32,60			41,06
Ibiza-Formentera		34,36		34,36			42,82
CANARIAS							
Tenerife		20,48	31,74			20,48	20,48
Gran Canaria		24,82	42,33			31,08	31,08
Fuerteventura		24,82	42,33			37,33	37,33
Lanzarote		24,82	42,33			34,83	34,83
La Palma, Hierro y Gomera		37,33	54,84			54,87	34,83
CEUTA Y MELILLA							
Ceuta		32,70		32,70		36,29	36,29
Melilla		58,59		58,59			64,31



COSTES LOGÍSTICA 2013

	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Fuel Oil BIA 0,3%	Fuel Oil nº 1	Fuel Oil 1250"	Diesel Oil	Gasoil
BALEARES							
Mallorca	13,30	40,53		40,53			43,86
Menorca		33,22		33,22			41,84
Ibiza-Formentera		35,01		35,01			43,64
CANARIAS							
Tenerife		20,87	32,34			20,87	20,87
Gran Canaria		25,29	43,14			31,67	31,67
Fuerteventura		25,29	43,14			38,04	38,04
Lanzarote		25,29	43,14			35,49	35,49
La Palma, Hierro y Gomera		38,04	55,88			55,92	35,49
CEUTA Y MELILLA							
Ceuta		33,32		33,32		36,97	36,97
Melilla		59,71		59,71			65,54

- Para el cálculo del precio del combustible gas natural para los años 2012 y 2013 se seguirá el método establecido en el Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. A estos efectos los titulares de las instalaciones de producción en estos sistemas que hayan utilizado este combustible durante los años 2012 y 2013 deberán remitir en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto la información necesaria para su cálculo.

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 se obtendrán mediante la metodología establecida en la 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, teniendo en cuenta las siguientes modificaciones introducidas mediante 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 el Real Decreto Ley 20/2013, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad:

- a) Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 5 de la citada Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.
- b) Se revisa la tasa financiera de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo a la que hace referencia el apartado 2 del artículo 5 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, que se corresponderá con el valor de las obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos.
- c) Se reducen en un 10 por ciento los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 5 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, actualizados mediante resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.
- d) Las centrales que hayan alcanzado su vida útil regulatoria y continúen en operación, la retribución en concepto de garantía de potencia se determinará añadiendo a los costes de operación y



mantenimiento (COMTin), la retribución de las inversiones por renovación o modificación sustancial que, en su caso, se hayan realizado, debidamente auditadas. A dichas inversiones se les aplicará un periodo de amortización en función del tipo de inversión y una retribución financiera igual a la aplicada a la anualidad del coste por inversión para cada grupo. A estos efectos los titulares de las centrales deberán presentar las inversiones realizadas sobre cada grupo, debidamente auditadas, durante los años 2012 y 2013.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Disposición derogatoria única Derogación normativa

Quedan derogados el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los capítulos I, II y III de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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, la 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, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

DISPOSICIONES FINALES

Disposición final primera. Correspondencia entre familias

A los efectos de lo previsto en el presente real decreto y en su normativa de desarrollo, las referencias al término "potencia", cuando no se especifique a qué tipo de potencia se refiere se entenderá que se hace referencia a la potencia neta de las instalaciones.

A estos efectos se establece la correspondencia entre la clasificación por familias utilizada en la normativa relativa a los sistemas eléctricos no peninsulares en función de la potencia bruta y su correspondiente clasificación por potencia neta:

TECNOLOGÍA	INTERVALO POTENCIA BRUTA (MW)	INTERVALO POTENCIA NETA (MW)
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	Potencia <5
Grupos Diésel - 2T	$5 \leq \text{Potencia} < 14$	$5 \leq \text{Potencia} < 12$
Grupos Diésel - 2T	$14 \leq \text{Potencia} < 24$	$12 \leq \text{Potencia} < 20$
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 24	Potencia ≥ 20
Grupos Diésel - 4T	Potencia <2	Potencia <2
Grupos Diésel - 4T	$2 \leq \text{Potencia} < 5$	$2 \leq \text{Potencia} < 4$
Grupos Diésel - 4T	$5 \leq \text{Potencia} < 14$	$4 \leq \text{Potencia} < 14$
Grupos Diésel - 4T	$14 \leq \text{Potencia} < 24$	$14 \leq \text{Potencia} < 24$
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	Potencia < 50
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 15	Potencia < 13
Turbinas de gas heavy duty	$15 \leq \text{Potencia} < 25$	$13 \leq \text{Potencia} < 25$
Turbinas de gas heavy duty	$25 \leq \text{Potencia} < 50$	$25 \leq \text{Potencia} < 50$
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	Potencia ≥ 50
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	Potencia ≤ 40
Turbinas de Vapor de Fuel	$40 < \text{Potencia} \leq 60$	$40 < \text{Potencia} \leq 60$



TECNOLOGÍA	INTERVALO POTENCIA BRUTA (MW)	INTERVALO POTENCIA NETA (MW)
Turbinas de Vapor de Fuel	$60 < \text{Potencia} \leq 80$	$60 < \text{Potencia} \leq 80$
Ciclo combinado configuración 2x1	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$
Ciclo combinado configuración 3x1	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$

Disposición final segunda Aplicación del real decreto

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de lo dispuesto en este real decreto.

Por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán modificar los anexos incluidos en este real decreto.

Disposición final tercera Entrada en vigor

Este real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2014.

Anexos

Anexo I. Cobertura de la demanda

1. La potencia necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica a largo plazo se calculará por el operador del sistema de acuerdo a los siguientes criterios:

a) El índice de cobertura deberá calcularse teniendo en cuenta la punta máxima horaria de potencia de demanda prevista para cada uno de los diez años siguientes, así como una estimación de la potencia disponible prevista de las centrales de generación para el mismo periodo.

b) La senda de puntas de potencia previstas será la que corresponda al escenario de demanda derivado de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Gobierno, siempre que existan para ese plazo, teniendo en cuenta además la implantación de las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que resulten de aplicación, todo ello, considerando unas condiciones de temperatura desfavorables pero no extremas.

c) Se tendrá en cuenta, en su caso, el efecto de la potencia interrumpible contratada para cada periodo, la cual deberá contemplarse como una reducción de la punta de la demanda.

d) La potencia disponible prevista de las instalaciones de generación responderá a la potencia que puedan aportar con una probabilidad de ser superada de un 90%, teniendo en cuenta, además de los datos históricos de los últimos cinco años, la generación con resolución de compatibilidad en vigor, las mejores previsiones de incrementos de potencia y el cierre de instalaciones. Asimismo se tendrá en cuenta una hidraulicidad correspondiente a un año seco.

2. La potencia necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en el periodo anual se calculará por el operador del sistema de acuerdo a los siguientes criterios

Se tendrá en cuenta la máxima demanda semanal prevista para los doce meses siguientes al mes en que se realiza el cálculo. Se considerará un crecimiento interanual igual al observado en los doce meses inmediatamente anteriores al momento de cálculo.

La potencia disponible para cada semana i P_{ot_dispi} se calculará como la suma de:

- Potencia térmica instalada de potencia superior a 50 MW: suma de la potencia neta instalada aprobada en cada sistema j de las unidades térmicas de generación de potencia superior a 50 MW en operación efectiva el último día del mes anterior al que se realiza el cálculo
- Potencia térmica indisponible comunicada: para cada semana se calcula como el valor máximo de potencia indisponible comunicada por parte de las empresas propietarias de este conjunto de unidades de generación.
- Potencia térmica indisponible por fallo: valor con una probabilidad de ser superado del 50% obtenido de la función de distribución de potencia térmica fallada construida a partir del escenario de generación disponible previsto y de los valores de tasa media de fallo en últimos cinco años de cada unidad de generación .
- Potencia hidráulica disponible: valor de potencia hidráulica diaria de cuatro horas, entendida como la que puede ser exigida durante cuatro horas consecutivas en cada día, que ha sido superado en el 95% de las ocasiones durante los últimos cinco años, correspondiente al mes en que se sitúan la mayoría de días de la semana i .
- Unidades de generación reversibles o de bombeo: suma del producto de potencia neta instalada aprobada, reducida en el valor de potencia indisponible programada prevista por mantenimiento, y el factor de disponibilidad de cada unidad perteneciente a este conjunto de unidades de generación calculado como complemento a la unidad de la tasa media de fallo fortuito en los últimos cinco años.
- Cogeneración: producto de la potencia neta instalada recogida en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y el factor de utilización mensual observado en los doce meses anteriores al de cálculo.

- Biomasa, residuos y tratamiento de residuos: producto de la potencia neta instalada según el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y valor medio mensual del factor de utilización de los tres años anteriores.
- Potencia disponible en unidades que utilizan fuentes de energía primaria no gestionables:
 - *Unidades Hidráulicas*: producto de la suma de potencias netas instaladas en unidades de este conjunto recogidas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.
 - *Unidades eólicas*: producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.
 - *Unidades solares*: producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y el factor de utilización mensual correspondiente a su tecnología recogido en las tablas siguientes:

Mes	Baleares, Ceuta y Melilla			Canarias		
	Fotovoltaica	Termoeléctrica sin almacenamiento	Termoeléctrica con almacenamiento	Fotovoltaica	Termoeléctrica sin almacenamiento	Termoeléctrica con almacenamiento
Enero	0	0	0,28	0,06	0,07	0,28
Febrero	0	0	0,34	0,06	0,07	0,34
Marzo	0	0	0,38	0,06	0,07	0,38
Abril	0,08	0,1	0,4	0,08	0,1	0,4
Mayo	0,09	0,12	0,4	0,09	0,12	0,4
Junio	0,15	0,17	0,47	0,15	0,17	0,47
Julio	0,16	0,18	0,47	0,16	0,18	0,47
Agosto	0,12	0,14	0,47	0,12	0,14	0,47
Sept.	0,09	0,1	0,48	0,09	0,1	0,48
Octub.	0,06	0,07	0,39	0,06	0,07	0,39
Nov.	0	0	0,34	0,06	0,07	0,34
Dic.	0	0	0,27	0,06	0,07	0,27

Anexo II. Información a presentar junto con la solicitud de resolución de compatibilidad

1. Información relativa al titular de la instalación. A estos efectos deberá presentar:

- a) Escritura de constitución. (Nombre, Domicilio Social, Municipio/Código Postal, Provincia, NIF/ NIE, Nacionalidad).
- b) Documentación que acredite la Capacidad técnica para ejercer la actividad de producción.
- c) Documentación que acredite la viabilidad económica financiera del proyecto
- d) Datos a efectos de comunicaciones: Nombre del representante legal, NIF/ NIE del representante legal, dirección, Tfno. de contacto, Fax, Correo electrónico.

2. Datos técnicos de la instalación proyectada:

- Tecnología,
- Propiedades físico químicas del combustible a utilizar,
- Potencia neta y mínimo técnico,
- Curvas de funcionamiento según el nivel de carga,
- Rampas de subida y bajada de potencia,
- Tiempos de arranque en frío y en caliente

3. Datos económicos:

- Inversión prevista separada por conceptos (trabajos generales, obra civil, equipos mecánicos, sistemas eléctricos y de control, ingeniería y otros),
- Años de ejecución del proyecto y fecha prevista de puesta en marcha
- Viabilidad económica financiera del proyecto (modos de financiación)
- Capacidad adquisición combustible (oferta de suministro de combustible propuesto)
- Costes variables previstos (costes de combustible, operación y mantenimiento previstos, costes de logística, costes de arranque,

4. Ubicación prevista: sistema eléctrico aislado y nudo de conexión previsto y afección en el sistema

Anexo III. Factor de estacionalidad

1. Los factores de estacionalidad en cada territorio no peninsular (f est h) para cada periodo punta, valle y llano que se aplicarán son los siguientes:

PERIODO	Factores de estacionalidad			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,15	1,04	1,04	1,07
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,85	0,96	0,96	0,93

2. Los periodos punta, llano y valle, para cada uno de los territorios no peninsulares a efectos de la aplicación del factor de estacionalidad, que se aplicarán son los siguientes:

PERÍODOS	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	Junio, julio, agosto, septiembre	Julio, Agosto, septiembre, octubre,	Enero, julio, agosto, diciembre	Julio, agosto, septiembre, diciembre
Llano	Enero, febrero, octubre, diciembre	Enero, junio, noviembre, diciembre	Febrero, septiembre, octubre, noviembre	Enero, febrero, junio, octubre
Valle	Marzo, abril, mayo, noviembre,	Febrero, marzo, abril, mayo.	Marzo, abril, mayo, junio	Marzo, abril, mayo, noviembre

Anexo IV. Horas anuales de funcionamiento estándar

Los valores de las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, en función de la tecnología y tamaño, a efectos del cálculo del valor del coste fijo horario por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del apartado 1.a del artículo 1 en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, son las siguientes:

Tecnología	Potencia (MW)	Horas de Disponibilidad	
		Año no bisiesto	Año Bisiesto
Grupos Diesel - 4T	Potencia < 2	7.998	8.020
	2 ≤ Potencia < 4	7.998	8.020
	4 ≤ Potencia < 14	7.709	7.730
	14 ≤ Potencia < 24	7.709	7.730
Grupos Diesel - 2T	Potencia < 5	7.709	7.730
	5 ≤ Potencia < 12	7.709	7.730
	12 ≤ Potencia < 20	7.709	7.730
	Potencia ≥ 20	7.709	7.730
Turbinas de gas aeroderivadas	< 50	7.709	7.730
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	8.252	8.275
	13 ≤ Potencia < 25	8.252	8.275
	25 ≤ Potencia < 50	7.783	7.805
	Potencia ≥ 50	8.046	8.068
Vapor Fuel	≤ 40	7.709	7.730
	≥ 40 y < 60	7.735	7.756
	≥ 60	7.849	7.870
Ciclo combinado configuración 2x1	≥ 200 y ≤ 250	8.050	8.072
Ciclo combinado configuración 3x1	≥ 200 y ≤ 250	7.709	7.730
Vapor Carbón		7.994	8.016

Para las tecnologías no contempladas en el cuadro anterior, se fijan las horas anuales de funcionamiento estándar en 7.709 horas en año normal y 7.730 horas en año bisiesto.

Anexo V. Valores unitarios máximos de inversión.

El valor unitario máximo de inversión en una determinada tecnología, en función de su potencia neta, en €/KW será el obtenido de la siguiente expresión.

$$I_u = k * P_N^I$$

En la tabla siguiente se muestran los valores de los parámetros k e I de dicha expresión

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	Expresión inversión amortizable 31/12/2012	
	k (€/kW)	I
Turbina de gas ciclo simple.	1553,95	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1317,06	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1672,23	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	998,97	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1107,11	-0,0428
Motores diesel 4T	2394,07	-0,2264
Motores diesel 2T	2333,03	-0,2244
Vapor Carbón	3445,53	-0,2090

De los parámetros de la tabla resultan valores unitarios de inversión en 2013 aplicables a Baleares. El parámetro "k" debe multiplicarse por 1,15 en el caso de Canarias, y por 1,1 en los casos de Ceuta y Melilla.

Los valores de estas inversiones unitarias corresponden al primer grupo de generación de una tecnología concreta que se instala en un determinado emplazamiento, la determinación de la inversión unitaria de un segundo grupo (o la del posterior) se realizará con el valor resultante de la expresión anterior, aplicada a la suma de la potencia del primero más el segundo (o en su caso, del primero más el posterior).

Anexo VI. Valores unitarios de operación y mantenimiento de naturaleza fija

Valores unitarios de operación y mantenimiento de naturaleza fija Euros/MW a 31/12/2012				
Tecnología	Potencia NETA (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	78.185		89.626
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	54.845	62.869	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	46.323	53.100	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	55.018	63.067	
Grupos Diésel - 4T	Potencia <2		141.088	141.088
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4		141.088	141.088
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		115.800	115.800
Grupos Diésel - 4T	Potencia ≥ 14	66.439	76.161	76.161
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	21.431	24.567	24.567
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	36.011	41.280	41.280
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	27.493	31.517	31.517
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	18.976	21.753	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	12.951	14.847	
Turbinas de vapor de Carbón		45.831		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		23.021	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		23.021	
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia > 60		21.830	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	32.551	37.313	
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250	32.551	37.313	
Hidráulica			129.198	

Los costes de operación y mantenimiento fijos de la tabla anterior se refieren a las plantas de generación independientes situadas en los territorios no peninsulares.

Para la determinación de los costes de operación y mantenimiento fijos cuando existan varios grupos de la misma tecnología, se utilizarán los valores indicados en la tabla anterior aplicando la potencia resultante de todos los grupos de la misma tecnología ubicados en el mismo emplazamiento.

Anexo VII. Índices de actualización.

1. El valor "k" utilizado para calcular los valores unitarios de inversión se actualizarán anualmente de acuerdo a la siguiente expresión:

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

Dónde:

IPC_{n-1} , Es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos ni productos energéticos del año n-1 en España o en la Eurozona.

$IPRI_{n-1}$, es el menor valor de la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-1 en España o en la Eurozona.

P_{IPC-I} , es el coeficiente en valor por unidad que representa el peso relativo de la mano de obra en las tareas inversión. Se establece su valor en 0,2

EFI_{IPC-I} es el factor de eficiencia que expresa el aumento de productividad esperado del factor de producción trabajo en las labores de inversión. Se establece en 100 puntos básicos

EFI_{IPRI-I} es el factor de eficiencia que expresa el aumento de productividad esperado en el resto de factores de producción en las labores de inversión. Se establece en 100 puntos básicos

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:

IPC_{n-1} , Es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos ni productos energéticos del año n-1 en España o en la Eurozona.

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

P_{IPC-OM} , es el factor que representa el peso relativo del factor de producción trabajo en las tareas de operación y mantenimiento. Se establece su valor en 0,8

EFI_{IPC-OM} es el factor de eficiencia que expresa el aumento de productividad esperado en una empresa del factor de producción trabajo en las labores de operación y mantenimiento. Se establece en 100 puntos básicos

$EFI_{IPRI-OM}$ es el factor de eficiencia que expresa el aumento de productividad esperado en el resto de factores de producción en las labores de operación y mantenimiento. Se establece en 100 puntos básicos

3. Los costes de logística, de operación y mantenimiento variable a efectos de liquidación y el parámetro económico de "d" los costes de arranque a efectos de liquidación se actualizarán anualmente 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

Anexo VIII. Procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de las centrales y determinación de parámetros económicos

1. Para la realización de las pruebas se seguirá el siguiente proceso:

a) El operador del sistema, remitirá antes del 1 de enero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de la muestra de las instalaciones de generación a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento durante el año, de tal forma que cada 3 años se realicen las pruebas sobre la totalidad de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre el listado de grupos de generación que deben realizar las pruebas y lo notificará al operador del sistema y a las empresas propietarias de los grupos.

A estos efectos, el titular de las instalaciones deberá proporcionar al operador del sistema el histórico de consumos específicos de todos los grupos de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de los que sea titular a su carga media y, en caso de estar disponible, a plena carga, al 75% de carga y al mínimo técnico. Asimismo deberá proporcionar el histórico de composición y poder calorífico del combustible de cada grupo.

Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas según lo indicado en el artículo 21.

b) El titular de las instalaciones de generación será el responsable de la realización de las pruebas. El operador del sistema las supervisará de manera presencial, pudiendo contar con la asistencia de uno o varios técnicos debidamente autorizados por el operador del sistema o por el Director General de Política Energética y Minas y preservando en todo caso la confidencialidad de la información. Esta supervisión corresponderá a las pruebas y ensayos, y también a las medidas, toma de muestras y calibraciones.

c) La empresa propietaria deberá informar al operador del sistema, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con un mes de antelación de la fecha de realización de las pruebas de cada grupo.

d) En el plazo de un mes desde la realización de las pruebas de cada grupo, la empresa propietaria enviará al operador del sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas el acta de las mismas. En el plazo de un mes desde la recepción de dicha acta, el operador del sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la empresa propietaria de la instalación, el informe de supervisión de las pruebas.

2. Los parámetros técnicos de costes de funcionamiento a efectos de liquidación se calcularán según el siguiente procedimiento:

- En una primera fase se realizará una regresión cuadrática de las curvas de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) obtenida a partir de los ensayos de consumo específico realizados a los distintos grupos

- En una segunda fase se realizará una segunda regresión cuadrática a partir de la curva de consumo térmico obtenida en la fase anterior y la curva de consumo específico estándar de una central eficiente, propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En la primera revisión de estos parámetros se aplicará un peso del 90% sobre de la curva de consumo térmico obtenida en la fase primera fase y del 10% sobre la curva de consumo específico estándar de una central eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para las sucesivas revisiones de los parámetros técnicos de los costes de funcionamiento a efectos de liquidación el peso de la curva eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se irá incrementando en 5 puntos.

3. El parámetro económico d del coste de arranque, definido como el coste unitario derivado de un arranque, se obtendrá para cada grupo con la siguiente expresión:

$$d \text{ [€/arranque]} = \frac{1/2 C_{RP}}{n_{arrCC}}$$

Donde:

- CRP: Coste de un ciclo completo de revisiones programadas (inspecciones mayores, inspecciones de combustión, de parte calientes, menores, etc.) (euros).
- n_{arrCC} : Número de arranques en un ciclo completo.

El parámetro d de la familia se obtendrá como la media de los parámetros d de cada grupo

El titular de las centrales sobre las que se vayan a realizar pruebas de rendimiento deberán remitir tres meses antes de la fecha prevista de la prueba la información económica relativa al coste de un ciclo completo de revisiones programadas a la Dirección General de Política Energética y Minas en la forma que ésta determine.

El operador del sistema deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas con una antelación de tres meses antes del inicio de las pruebas en la central para la que se van a obtener los parámetros económicos el número de arranques de dicho grupo en los últimos 3 años

Anexo IX. Valores de los parámetros a, b y c de los costes variables de combustible a efectos de liquidación para los grupos de generación

Parámetros Técnicos a efectos de liquidación				
Tecnología	Potencia NETA (MW)	a (th/h)	b (th/h MW)	c (th/h MW ²)
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	-	-	-
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	1.241,03	2.481,86	6,25
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	7.310,38	1.033,51	41,33
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	7.252,84	1.411,93	14,34
Grupos Diésel - 4T	Potencia <2	365,32	2.237,39	-83,84
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4	-90,89	2.245,06	65,23
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14	-55,02	2.634,82	-2,80
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	9.242,79	1.071,37	35,06
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	8.819,01	2.167,21	1,15
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	15.572,02	2.938,40	-4,91
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	13.163,07	3.615,74	-28,99
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	28.793,99	2.020,42	5,56
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	57.609	1.953,8	0.3798
Turbinas de vapor de Carbón		-7.758,75	2.937,17	-3,09
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	8.336,26	2.795,35	0,80
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	12.852,80	2.622,14	0,40
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	20.839,77	2.131,14	0,37
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	79.942,23	858,14	3,35
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250	15.595,15	1.927,44	0,63
Hidráulica		-	-	-

Anexo X. Costes de arranque a efectos de liquidación

		Parámetros asociados al coste por arranques		
TECNOLOGÍA	INTERVALO POTENCIA NETA (MW)	a' (te)	b' (horas)	d (euros/Arr.)
Grupos Diesel - 2T	Potencia <5			
Grupos Diesel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	57.689,14	6,7439	145,6126
Grupos Diesel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	56.999,39	7,5852	105,0274
Grupos Diesel - 2T	Potencia ≥ 20	79.576,42	5,5361	203,9598
Grupos Diesel - 4T	Potencia <2	4.389,80	1,4429	70,7891
Grupos Diesel - 4T	2 ≤ Potencia <4	6.844,38	3,9425	71,0800
Grupos Diesel - 4T	4 ≤ Potencia < 14	15.172,25	4,6885	158,2900
Grupos Diesel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	57.689,14	6,7439	197,1763
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	8.120,00	0,2172	1.582,2025
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	13.850,36	0,2171	3.550,3255
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	12.470,46	0,2171	3.283,4405
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	10.124,02	0,2177	3.664,3860
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	49.877,10	0,7214	11.956,8700
Turbinas de vapor de Carbón		1.180.893,70	5,6972	14.850,0000
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	184.932,52	18,4521	9.048,3506
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	269.052,81	17,4368	11.114,4412
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	357.255,00	7,2159	12.038,1180
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		281.985,03	0,5538	30.432,1577
Funcionamiento 2 TG+1 TV		410.809,81	0,6048	30.432,1577
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		176.511,00	0,5457	32.383,0900
Funcionamiento 2 TG+1 TV		298.551,00	0,5619	32.383,0900
Funcionamiento 3 TG+1 TV		420.591,00	0,6048	32.383,0900

La curva de arranque a efectos de liquidación será utilizada para retribuir los arranques que se produzcan con un intervalo desde la parada de la central de hasta 14 horas. Por encima de ese intervalo el coste de arranque a efectos de liquidación será el valor que adopten las respectivas curvas por familia y tamaño a una t igual a 14 horas.

Anexo XI. Costes de operación y mantenimiento variable a efectos de liquidación

TECNOLOGÍA	INTERVALO POTENCIA NETA (MW)	OyM variable (€/MWh)
Grupos Diesel - 2T	Potencia <5	
Grupos Diesel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	22,65
Grupos Diesel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	11,79
Grupos Diesel - 2T	Potencia ≥ 20	12,14
Grupos Diesel - 4T	Potencia <2	68,48
Grupos Diesel - 4T	2 ≤ Potencia <4	34,64
Grupos Diesel - 4T	4 ≤ Potencia < 14	29,10
Grupos Diesel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	21,68
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	14,91
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	63,65
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	29,53
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	22,69
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	
Turbinas de vapor de Carbón		4,87
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	8,29
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	7,26
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	5,35
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	19,44
Funcionamiento 1 TG+1 TV		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	18,33
Funcionamiento 1 TG+1 TV		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		
Funcionamiento 3 TG+1 TV		

Los costes de operación y mantenimiento variable a efectos de liquidación se actualizarán anualmente según lo establecido en el anexo VII

Anexo XII. Calculo del precio medio de la termia de combustible

pr(i,h,j): Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j en la hora h, valorado en Euros/te PCI, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Pr(i, h, j) = \sum_c (x(c, i, h, j) \cdot prc(c, i, h, j)) / (pci(c, i, h, j))$$

Donde:

x(c,i,h,j): Fracción de las termias totales aportadas por el combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j

$$x(c, i, h, j) = \frac{Q(c, i, h, j) \cdot pci(c, i, h, j)}{\sum_c Q(c, i, h, j) \cdot pci(c, i, h, j)}$$

Siendo:

$Q(c, i, h, j)$ Consumo horario en toneladas del combustible c por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j declaradas por los agentes productores cada hora al operador del sistema

$prc(c, i, h, j)$: Precio del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j , valorado en Euros/tn

$pci(c, i, h, j)$: Poder calorífico inferior del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j , valorado en te/tn

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:

Baleares: Hulla importada, Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Gas Natural y Gasoil.

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

Ceuta y Melilla: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre) y Gasoil.

2. Los precios del producto de referencia por tipo de combustible se fijarán anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, y se calcularán como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes al año inmediatamente anterior, de los siguientes índices y cotizaciones, dependiendo del tipo de combustible:

2.1 Para la hulla importada, será igual al índice API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus.

2.2. Para el Fuel Oil BIA (1 por ciento), será igual a la media aritmética del rango bajo de cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado FOB Mediterráneo (Génova/Lavera), con un peso del 70% y el mercado FOB NWE, con un peso del 30%, publicada en el Platts European Marketscan.

2.3. El precio del producto para el Fuel Oil BIA 0,7-0,73 se calculará como el precio del Fuel Oil BIA 1% incrementado por la prima de calidad calculada como diferencia entre el rango bajo de cotizaciones en el mercado FOB NWE del Fuel Oil 0,5-0,7 por ciento y del Fuel Oil 1 por ciento publicadas en el Platts European Marketscan.

2.4. Para el Diesel Oil, se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado FOB Mediterráneo (Génova/Lavera), con un peso del 70% y con el rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado FOB NWE, con un peso del 30%, publicadas en el Platts European Marketscan.

2.5 Para el Gasoil 0,1 por ciento, será igual a la media aritmética del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en el mercado FOB Mediterráneo (Génova/Lavera) con un peso del 70% y el mercado FOB NWE, con un peso del 30%, publicada en el Platts European Marketscan.

2.6. Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible.

2.7. En el caso de que se utilizaran nuevos combustibles fósiles no contemplados en la relación anterior, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, aprobará el método de cálculo del precio de referencia correspondiente al nuevo combustible.

3. 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 Comisión Nacional de Mercado y Competencia en el «Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas».

Anexo XIV. Costes de logística total

Los costes de logística a 31/12/2012 son los que aparecen en la siguiente tabla:

€/tm	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Diesel Oil	Gasoil
BALEARES				
Mallorca	13,30	40,53	0,00	43,86
Menorca	0,00	33,22	0,00	41,84
Ibiza-Formentera	0,00	35,01	0,00	43,64
CANARIAS				
Tenerife	0,00	20,87	20,87	20,87
Gran Canaria	0,00	25,29	31,67	31,67
Fuerteventura	0,00	25,29	38,04	38,04
Lanzarote	0,00	25,29	35,49	35,49
La Palma, Hierro y Gomera	0,00	38,04	55,92	35,49
CEUTA Y MELILLA				
Ceuta	0,00	33,32	36,97	36,97
Melilla	0,00	59,71	0,00	65,54

Estos costes de logística se actualizarán anualmente según lo establecido en el anexo VII

Anexo XV. Parámetros técnicos y económicos a efectos de despacho

SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible principal a efectos de este real decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento			Parámetros despacho costes arranque		
							A (t/h)	B (t/h, MW)	C (t/h, MW ²)	A' (th)	B' (horas)	D (€/arranque)
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO Nº 1	113,600	80,000	14/12/1981	Carbón	Carbón	36,092,34	1,964,27	2,77	1,105,780,00	3,21123	16,080,422
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO Nº 2	113,600	80,000	01/08/1982	Carbón	Carbón	36,092,34	1,964,27	2,77	1,105,780,00	3,21123	16,080,422
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS Nº 1	32,700	6,740	01/02/1989	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	31,391,05	1,773,42	11,58	10094,784	0,21715	3,388,822
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS Nº 2	32,700	6,740	10/02/1989	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	31,391,05	1,773,42	11,58	10094,784	0,21715	3,388,822
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO Nº 3	120,000	73,000	01/08/1997	Carbón	Carbón	39,925,73	1,964,27	1,62	1,256,007,40	8,67612	16,080,422
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO Nº 4	120,000	73,000	07/12/1997	Carbón	Carbón	39,925,73	1,964,27	1,62	1,256,007,40	8,67612	16,080,422
						Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)						
	CA'S TRESORER, CC1		9		Gasoil/Gas	1TG	60,436,761	1,925,54	0,53	49,877,10	0,72135	11,116,770
						1TG+1TV	118,213,53	-390,57	11,18	281,985,03	0,55379	27,791,925
						2TG+1TV	239,683,59	-440,63	5,76	410,809,81	0,60483	27,791,925
						Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)						
	CA'S TRESORER, CC2		9		Gasoil/Gas	1TG	60,436,761	1,925,54	0,53	49,877,10	0,72135	11,116,770
						1TG+1TV	118,213,53	-390,57	11,18	281,985,03	0,55379	27,791,925
						2TG+1TV	239,683,59	-440,63	5,76	410,809,81	0,60483	27,791,925
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS Nº 1	11,500	2,860	01/03/1986	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (<13)	19,998,33	2,202,48	29,24	13850,36327	0,21715	3,388,822
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER Nº 6	14,200	8,670	10/09/1982	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	5,647,58	1,425,34	29,24	60251,0969	10,99709	99,296
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER Nº 7	14,200	8,670	10/06/1986	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	5,647,58	1,425,34	29,24	60251,0969	10,99709	99,296
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS Nº 1	21,100	3,760	15/07/1988	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y ≤25)	24,050,69	2,242,58	14,51	12293,68	0,21715	3,388,822
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER Nº 8	14,500	8,510	01/10/1993	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	6,463,50	1,305,98	21,39	50988,66595	8,38551	99,296
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER Nº 9	14,500	8,510	01/12/1993	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	6,463,50	1,305,98	21,39	50988,66595	8,38551	99,296
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS Nº 2	11,500	2,860	01/01/1988	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (<13)	19,923,22	2,172,40	40,81	13850,36327	0,21715	3,388,822
RO2-0159	IBIZA 16, DIESEL MAN 1	17,400	9,350	13/07/2001	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9,556,47	1,039,20	36,41	57689,1428	6,74387	163,820
RO2-0160	IBIZA 17, DIESEL MAN 2	17,400	9,350	01/08/2001	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9,556,47	1,039,20	36,41	57689,1428	6,74387	163,820
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN3)	17,400	9,350	12/05/2008	Fuel Oil B/A 1%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9,556,47	1,039,20	36,41	57689,1428	6,74387	170,373

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible principal a efectos de este real decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento		Parámetros despacho costes arranque			
RO2-0183	IBIZA 21 (WAN 4)	17,400	9,350	12/05/2008	Fuel Oil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	170,373
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS Nº 5	23,000	9,520	29/10/2008	Gasoil/Gas	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	700,513
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS Nº 6	24,000	9,520	24/07/2009	Gasoil/Gas	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	700,513
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER Nº 5	14,200	8,670	01/07/1992	Fuel Oil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	5.647,58	1.425,34	29,24	57689,1428	6,74387	170,373
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS Nº 3	24,000	3,830	23/07/2003	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y <25)	24.128,89	2.271,47	11,62	10094,784	0,21715	3.524,375
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS Nº 4	24,000	3,830	17/05/2005	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y <25)	24.128,89	2.271,47	11,62	10094,784	0,21715	3.524,375
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER Nº 2	13,600	6,600	25/04/1991	Fuel Oil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	170,373
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER Nº 3	13,600	6,600	13/03/1991	Fuel Oil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	170,373
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS Nº 2	32,700	6,740	01/01/1994	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS Nº 1	33,700	6,740	01/07/1999	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS Nº 3	39,400	9,520	01/06/2004	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	700,513
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS Nº 5	48,600	9,520	18/06/2009	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	700,513
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER Nº 1	13,600	6,600	11/06/1991	Fuel Oil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥12 y <20)	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	170,373
RO2-0198	MAHÓN TG4	50,000	9,520	21/10/2008	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	700,513
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS Nº 1	33,700	6,740	05/07/2000	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS Nº 2	33,700	6,740	07/07/2000	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS Nº 3	33,700	6,740	31/07/2000	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS Nº 4	33,700	6,740	07/08/2000	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y <50)	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.388,822
						Ciclo combinado configuración 3x1 (≥200 y ≤250)						
	SON REUS, CC1		28,65		Gasoil/Gas	1TG	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	10.796,094
						1TG+1TV	43.062,18	1.188,46	3,97	176511	0,54568	32.383,095
						2TG+1TV	87.203,24	1.193,07	1,98	298551	0,56199	32.383,095
						3TG+1TV	131.932,88	1.188,19	1,34	420591	0,60483	32.383,095
						Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)						
	SON REUS, CC2		11,32		Gasoil/Gas	1TG	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,770
						1TG+1TV	116.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	27.791,925
						2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925

Denominación Ciclo Combinado	Denominación Grupo	Potencia Neta (MW)	Fecha de alta	Número de Registro
CA'S TRESORER CC1	CA'S TRESORER TV, CC1	72,500	28/06/2007	RO2-0197
	CA'S TRESORER TG1, CC1	71,000	28/07/2006	RO2-0195
	CA'S TRESORER TG2, CC1	71,000	04/08/2006	RO2-0196
CA'S TRESORER CC2	CA'S TRESORER TG3, CC2	71,000	30/06/2009	RO1-2012
	CA'S TRESORER TG4, CC2	71,000	08/09/2009	RO1-2013
	CA'S TRESORER TV2, CC2	72,500	19/04/2010	RO1-2014
	SON REUS 5, TURBINA DE GAS Nº 5	48,700	01/07/2001	RO1-1068
SON REUS, CC1	SON REUS 6, TURBINA DE GAS Nº 6	48,700	01/07/2001	RO1-1069
	SON REUS 7, TURBINA DE GAS Nº 7	48,700	01/08/2001	RO1-1070
	SON REUS VAPOR 10	71,450	04/07/2002	RO1-1073
SON REUS, CC2	SON REUS 8, TURBINA DE GAS Nº 8 (CC2)	63,300	24/06/2003	RO1-1072
	SON REUS TURBINA DE GAS Nº 8 (CC2)	74,100	19/06/2003	RO1-1071
	SON REUS TURBINA DE VAPOR Nº 2 (CC2)	74,000	25/04/2005	RO1-1075

SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento				Parámetros despacho costes arranque							
							A (t/h)	B (t/h.MW)	C (t/h.MW2)	A' (t/h)	B' (horas)	D (€/arranque)	A (t/h)	B (t/h.MW)	C (t/h.MW2)	A' (t/h)	B' (horas)	D (€/arranque)
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	21,600	4,850	19/05/2003	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	818.4926475
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	21,600	4,850	03/06/2003	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	8.120,00	0,21715	818.4926475
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	32,340	6,790	01/07/1992	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	3873.331944
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	32,340	6,790	11/05/1995	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	3873.331944
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	74,240	27,840	01/01/1996	Fueloil BIA 1%	Fuel (>60 y <80)	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	12038,118
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	74,240	27,840	05/06/1996	Fueloil BIA 1%	Fuel (>60 y <80)	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	357.255,00	7,21595	12038,118
	BARRANCO DE TIRAJANA , CC 1		75,500		Gasoil	Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	49.877,10	0,72135	49.877,10	0,72135	49.877,10	0,72135	13183,89364
	BARRANCO DE TIRAJANA , CC 2		75,500		Gasoil	Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	281985,0306	0,55379	281985,0306	0,55379	281985,0306	0,55379	33072,3906
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	37,280	13,580	01/10/1984	Fueloil BIA 0,73%	Fuel (<40)	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	410809,814	0,60483	410809,814	0,60483	410809,814	0,60483	33072,3906
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	32,340	6,790	04/11/1988	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	818.4926475
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	32,340	6,790	13/07/1989	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	10.150,00	0,21715	818.4926475
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIESEL 1	8,510	4,580	01/05/1972	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	127.9527739
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIESEL 2	8,510	4,580	01/02/1973	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	127.9527739
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	14,700	6,780	01/12/1972	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y <25)	23.254,28	2.742,84	6,13	14.210,00	0,21715	14.210,00	0,21715	14.210,00	0,21715	14.210,00	0,21715	3873.331944
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIESEL 3	8,510	4,580	01/11/1973	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	57.689,14	6,74387	127.9527739
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	37,280	13,580	14/03/1979	Fueloil BIA 0,73%	Fuel (<40)	8.388,39	2.859,92	0,45	199.254,56	18,71790	199.254,56	18,71790	199.254,56	18,71790	199.254,56	18,71790	9048,350632
RO2-0205	COTESA		23,000	06/06/1995	Gas residual refinerial/ Gasoil 0,1													
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIESEL 18	3,100	1,730	04/12/2004	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (≥2 y <4)	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	72.71173897
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIESEL 12	1,400	0,850	01/05/1988	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	399,91	1.895,46	186,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIESEL 13	1,400	0,850	01/01/1987	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	399,91	1.895,46	186,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIESEL 14	1,840	0,960	01/08/1987	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIESEL 15	1,840	0,960	01/06/1988	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIESEL 16	2,510	1,440	01/03/1996	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (≥2 y <4)	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIESEL 17	2,510	1,440	01/05/2000	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (≥2 y <4)	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	70.61428497
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIESEL 19	3,100	1,730	03/06/2005	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (≥2 y <4)	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	5.075,00	1,44290	72.71173897

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento	Parámetros despacho costes arranque
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	32,340	6,790	24/08/1990	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50) Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)	29.383,27 2.225,92	10.150,00 0,21715
	GRANADILLA , CC1		75,500		Gasoil	1TG 1TG+1TV 2TG+1TV	60.436,761 1.925,54	49.877,10 0,53
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIESEL 1	20,510	14,090	01/06/1991	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥20)	118213,531 -390,57	281985,0306 0,55379
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIESEL 2	20,510	14,090	01/08/1991	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥20)	239683,584 -440,63	410809,814 0,60483
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	74,240	27,840	05/09/1995	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 2T (≥20)	7.613,79 1.381,90	79.576,42 5,53611
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	74,240	27,840	08/12/1995	Fueloil BIA 1%	Fuel (>60 y <80)	7.613,79 1.381,90	79.576,42 5,53611
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	39,200	6,790	10/12/2001	Gasoil	Fuel (>60 y <80) Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50) Ciclo combinado configuración 2x1 (≥200 y ≤250)	21.254,08 2.159,80 1.773,42	357.255,00 7,21595 0,21715
	GRANADILLA , CC2		74,000		Gasoil	1TG 1TG+1TV 2TG+1TV	60.436,761 1.925,54	49.877,10 0,53
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	32,340	6,790	26/01/1989	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	118213,531 -390,57	281985,0306 0,55379
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	32,340	6,790	01/05/1989	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	239683,584 -440,63	410809,814 0,60483
RO2-0084	JINAMAR 12, DIESEL 4	20,510	14,090	07/06/1990	Fueloil BIA 0,73%	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27 2.225,92	10.150,00 0,21715
RO2-0085	JINAMAR 13, DIESEL 5	20,510	14,090	08/08/1990	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥20)	7.613,79 1.381,90	79.576,42 5,53611
RO2-0081	JINAMAR 2, DIESEL 1	8,510	4,580	01/02/1973	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06 2.511,43	57.689,14 6,74387
RO2-0082	JINAMAR 3, DIESEL 2	8,510	4,580	27/08/1973	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06 2.511,43	57.689,14 6,74387
RO2-0083	JINAMAR 4, DIESEL 3	8,510	4,580	01/02/1974	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (≥5 y <12)	1.286,06 2.511,43	57.689,14 6,74387
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	17,640	6,790	21/04/1981	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y ≤25) Fuel (>40 y <60)	23.287,86 2.737,04	12.180,00 0,21715
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	55,560	17,700	01/08/1982	Fueloil BIA 0,73%	Fuel (>40 y <60)	12.991,35 2.677,03	269.052,81 17,43684
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	55,560	17,700	05/11/1984	Fueloil BIA 0,73%	Fuel (>40 y <60)	12.991,35 2.677,03	269.052,81 17,43684
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIESEL 1	3,820	2,400	06/10/1975	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	504,22 2.248,31	57.689,14 6,74387
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIESEL 7	17,200	11,800	16/07/2004	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIESEL 8	17,200	11,800	25/07/2005	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIESEL 9	17,200	11,800	28/09/2005	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIESEL 2	3,820	2,400	01/02/1976	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIESEL 3	4,110	2,800	01/02/1980	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIESEL 4	6,210	4,200	15/11/1981	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIESEL 5	6,210	4,200	07/10/1981	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (≥14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6,74387
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIESEL 6	20,510	14,090	18/08/1990	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥13 y ≤25)	23.439,54 2.526,18	14.210,00 0,21715
RO2-0124	LAS SALINAS 7, GAS 1	21,850	6,790	01/10/1992	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27 2.225,92	10.150,00 0,21715
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	29,400	6,690	01/07/2000	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (≥25 y ≤50)	29.363,27 2.225,92	10.150,00 0,21715
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIESEL 9	0,880	0,440	01/03/1996	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	413,31 1.778,55	2.791,00 1,44307
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIESEL 10	1,070	0,480	11/09/1991	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	693,68 1.782,03	2.791,00 1,44307
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIESEL 11	1,070	0,480	04/12/1991	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	693,68 1.782,03	2.791,00 1,44307
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIESEL 12	1,260	0,480	01/02/1995	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	622,56 1.765,84	2.791,00 1,44307
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIESEL 13	1,360	0,480	30/09/2000	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	622,56 1.765,84	2.791,00 1,44307

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento	Parámetros despacho costes arranque
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIESEL 14	1,900	0,910	21/10/2005	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	865,97 1.678,83	5.075,00 1.44290
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIESEL 15	1,900	0,910	17/10/2007	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	865,97 1.678,83	5.075,00 1.44290
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIESEL 7	0,670	0,290	01/08/1977	Dieseloil	Grupos Diesel - 4T (<2)	104,77 2.697,39	2.791,00 1.44307
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIESEL 10	6,690	4,200	17/03/1983	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.599,88 2.243,21	16.842,61 6.04405
RO2-0135	LOS GUINCHOS 11(1), GAS 1	11,740	2,930	01/01/1988	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14 2.154,04	8.120,00 0.21715
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIESEL 11	6,690	5,200	01/03/1995	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.599,88 2.243,21	16.842,61 6.04405
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIESEL 12	11,500	6,630	01/02/2001	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.203,38 2.038,61	58.446,37 5.52231
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIESEL 13	11,200	6,630	10/11/2003	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.286,06 2.511,43	15.172,71 2.88669
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	21,600	4,850	30/03/2006	Gasoil	Turbinas de gas aeroderivadas (<50)	9.167,14 2.154,04	8.120,00 0.21715
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIESEL 14)	11,500	6,630	01/07/2006	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.286,06 2.511,43	15.172,71 2.88669
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIESEL 15)	11,500	6,630	01/08/2006	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.286,06 2.511,43	15.172,71 2.88669
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIESEL 6	3,820	2,350	01/02/1973	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>2 y <4)	504,22 2.248,31	9.675,39 6.04355
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIESEL 7	3,820	2,350	07/12/1973	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>2 y <4)	504,22 2.248,31	9.675,39 6.04355
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIESEL 8	3,820	2,350	01/05/1975	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>2 y <4)	504,22 2.248,31	9.675,39 6.04355
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIESEL 9	4,300	2,820	07/07/1980	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	346,04 2.406,12	11.287,89 6.04425
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIESEL 4	12,850	8,700	14/07/1989	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (>12 y <20)	3.418,40 1.606,25	57.689,14 6.74387
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIESEL 5	12,850	8,700	05/05/1989	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (>12 y <20)	3.418,40 1.606,25	57.689,14 6.74387
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIESEL 6	20,510	14,090	01/09/1992	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 2T (>20)	7.613,79 1.381,90	79.576,42 5.53611
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	32,340	6,790	01/01/1998	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (>25 y <50)	29.363,27 2.225,92	10.150,00 0.21715
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIESEL 7	17,200	11,800	21/02/2002	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6.74387
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIESEL 8	17,200	11,800	21/01/2002	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6.74387
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIESEL 1	6,490	4,200	06/06/1986	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.599,88 2.243,21	16.842,61 6.04405
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIESEL 2	6,490	4,200	01/12/1986	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.599,88 2.243,21	16.842,61 6.04405
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIESEL 3	6,490	4,200	06/10/1987	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>4 y <14)	1.599,88 2.243,21	16.842,61 6.04405
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	19,600	6,790	01/06/1988	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (>13 y <25)	23.411,65 2.530,00	14.210,00 0.21715
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIESEL 10	17,600	11,800	01/03/2006	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6.74387
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIESEL 9	17,600	11,800	01/02/2006	Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel - 4T (>14 y <24)	9.556,47 1.039,20	57.689,14 6.74387

Denominación Ciclo	Denominación Grupo	Potencia Neta	Fecha de alta	Número de Registro
BARRANCO DE TIRAJANA , CC 1	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC 1)	68,700	19/07/2003	RO1-1051
	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC 1)	68,700	21/08/2003	RO1-1052
	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	74,100	04/07/2008	RO1-2000
BARRANCO DE TIRAJANA , CC 2	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	75,000	01/08/2006	RO2-0188
	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	75,000	27/11/2006	RO2-0189
	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	77,000	18/06/2008	RO2-0190
GRANADILLA , CC1	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	68,700	21/09/2003	RO1-1055
	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	68,700	09/04/2004	RO1-1056
	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC 1)	68,700	01/06/2005	RO1-1087
GRANADILLA , CC2	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	77,500	16/06/2010	RO1-2015
	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	77,500	09/07/2010	RO1-2016
	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	76,200	21/10/2011	RO1-1063

SISTEMA ELÉCTRICO DE CEUTA Y MELILLA

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Familia	Parámetros despacho costes de funcionamiento			Parámetros despacho costes arranque		
							A (t/h)	B (t/h,MW)	C (t/h,MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/arranque)
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	5,300	2,820	01/12/1980	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,213,64	2,232,14	19,52	14,065,26	6,04419	156,9079191
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	5,300	2,820	01/11/1980	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,213,64	2,232,14	19,52	14,065,26	6,04419	156,9079191
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	11,500	1,000	01/07/1991	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (<13)	19,938,33	2,202,48	29,24	13,850,36	0,21715	3873,331944
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	8,510	4,580	01/06/1997	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,142,71	2,88669	156,9079191
RO2-0175	MELILLA 11, DIESEL 10	11,800	6,680	01/10/2002	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,172,71	2,88669	161,5685504
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO	0,800	0,800	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO	0,800	-	01/01/2003	Gasoil	Grupos Diesel - 4T (<2)	2,060,90	0,00	0,00	5,075,00	1,44290	70,61428497
RO2-0185	MELILLA 13	11,800	6,630	15/04/2008	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,172,71	2,88669	161,5685504
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	5,300	2,840	01/10/1980	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,213,64	2,232,14	19,52	14,065,26	6,04419	156,9079191
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	5,300	2,840	01/11/1980	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,213,64	2,232,14	19,52	14,065,26	6,04419	156,9079191
RO2-0014	CEUTA 5, G-3	1,900	-	01/06/1985	-	-	-	-	-	-	-	-
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	5,300	2,840	01/11/1986	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,213,64	2,232,14	19,52	14,065,26	6,04419	156,9079191
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	6,210	2,840	01/07/1993	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,588,74	2,247,64	10,23	16,842,61	6,04405	156,9079191
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	8,510	4,600	01/12/1998	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,138,95	2,88669	156,9079191
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	11,500	6,600	01/12/2001	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,203,38	2,038,81	9,45	58,446,37	5,52231	156,9079191
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	11,800	6,600	13/03/2009	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,172,71	2,88669	161,5685504
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	13,300	1,000	01/12/2010	Gasoil	Turbinas de gas heavy duty (>13 y <25)	9,167,14	2,154,04	1,59	13,850,36	0,21715	3873,331944
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	11,800	6,600	03/07/2008	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,172,71	2,88669	161,5685504
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	11,800	6,600	16/06/2011	Fueloil BIA 1%	Grupos Diesel - 4T (>4y <14)	1,286,06	2,511,43	6,13	15,172,71	2,88669	161,5685504



MEMORIA DEL ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO 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.

A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

1. NECESIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA NORMA PROYECTADA.

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades con retribución regulada en el sector eléctrico durante los últimos diez años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico. En el seno de la reforma que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo está llevando a cabo para suprimir de manera definitiva los desajustes entre ingresos y costes, la Secretaría de Estado de Energía encargó a la Comisión Nacional de Energía que elaborara un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos. Fruto de ese encargo la citada Comisión realizó el informe sobre el Sector Energético Español de 9 de marzo de 2012, dónde se analizan, entre otras cuestiones, la evolución de la compensación extrapeninsular e insular y se proponen unas medidas, que pasan por la revisión de la normativa en vigor.

Como primer paso 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, establece los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución de la generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, y establece que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo propondrá una revisión del modelo retributivo de costes fijos y variables de las centrales de generación en estos sistemas eléctricos que tendrá en cuenta dichos criterios.

En esa misma línea el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, establece que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas que se desarrollen serán de aplicación desde el 1 de enero de 2012. A estos efectos, se adelantan algunas de estas modificaciones del modelo retributivo, incorporando las propuestas recogidas en el Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el Sector Energético Español de fecha 7 de marzo de 2012, relativas a la eliminación de la retribución de los gastos de naturaleza recurrente, y a la revisión de la tasa financiera de retribución.

Adicionalmente a las medidas introducidas en los reales decretos ley indicados en los párrafos precedentes, la configuración de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares presentaba una serie de carencias que amenazaban la seguridad de suministro y dificultaban la reducción de los costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Por este motivo, se está tramitando el proyecto de ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Este real decreto desarrolla algunos de los instrumentos articulados en la citada Ley.

El presente real decreto da cumplimiento al mandato establecido en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de abril, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción



en estos sistemas en virtud de lo previsto en ese real decreto-ley y en el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

2. OBJETIVO.

Los objetivos estratégicos de esta iniciativa son:

a) Incentivar el mantenimiento de las centrales y la renovación de las centrales menos eficientes a través del establecimiento de un modelo que prime la eficiencia tecnológica y de gestión e incentive la mejora continua de las instalaciones. Se cambia el enfoque dado a la retribución de la actividad de generación en estos sistemas basado en un modelo de reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad.

b) Establecimiento de un marco que busque una retribución homogénea de las actividades con retribución regulada y en el que el concepto retributivo adicional a los costes de generación en estos territorios establecido en la Ley del Sector Eléctrico tenga en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas asociados a la extrapeninsularidad.

c) Se establecen controles para comprobar la correcta asignación de recursos:

- Se procede a reordenar los procedimientos administrativos que puedan afectar a la retribución de las instalaciones para clarificar el reparto competencial en los diferentes procedimientos relativos a estas instalaciones.
- Se establecen mecanismos (comprobación de características técnicas, de funcionamiento, etc.) que permitan que la administración competente para el otorgamiento de los regímenes retributivos disponga de los mecanismos de control y de comprobación de la subsistencia de las condiciones determinantes para su percepción, sin perjuicio de las competencias del resto de órganos afectados.

d) Acceso de todos los productores al suministro de combustible necesario para el ejercicio de sus funciones a un precio competitivo. Se establece un mecanismo de subastas que se ajusta a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación y con carácter subsidiario se fija el precio del producto a partir de la cotización de dichos combustibles en mercados internacionales.

e) Con el objetivo de mejorar la eficiencia en la gestión de los sistemas insulares y extrapeninsulares y la detección de los puntos críticos en el suministro de energía con niveles de calidad y seguridad adecuados, se modifica el despacho de generación y se establece un incentivo al operador del sistema para que, manteniendo los niveles de calidad, se minimice el consumo de combustibles por energía generada.

f) Se eliminan las referencias a régimen ordinario y especial separando las centrales desde un punto de vista técnico en centrales gestionables, que pueden aportar una serie de funcionalidades al sistema, de las no gestionables.

B) ESTRUCTURA Y CONTENIDO

El proyecto consta de 30 artículos, 5 Disposiciones adicionales, 5 Disposiciones transitorias, 1 derogatoria, 3 finales y 15 anexos, con el siguiente contenido:



a) Los 3 primeros artículos, agrupados bajo el **Título I del proyecto**, se destinan al objeto y ámbito de aplicación de la norma. El objeto del presente real decreto es establecer la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica, destinada al suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Se cambia la tradicional división entre instalaciones de régimen especial y régimen ordinario por otra que distingue, teniendo en cuenta la especial vulnerabilidad de los sistemas eléctricos aislados, entre instalaciones de producción gestionables de aquellas que no lo son. Así se regula la actividad de producción de energía eléctrica y su retribución, distinguiendo aquellas instalaciones hidroeléctricas no fluyentes o térmicas del resto de instalaciones con independencia de su tecnología o potencia instalada.

Asimismo se procede a la determinación del ámbito de aplicación del proyecto definiendo los sistemas eléctricos aislados que existen en la actualidad. Teniendo en cuenta que las singularidades en estos territorios se derivan de su carácter aislado, se indica expresamente que la aplicación de dichas especificidades deberá revisarse en los supuestos de integración de estos sistemas en el sistema eléctrico peninsular. A este respecto se contempla que tanto la modificación de la composición de los sistemas eléctricos aislados como la integración de un sistema eléctrico en el sistema peninsular, serán hechos declarados por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

b) Los artículos 4 a 11, que conforman el **Título II del proyecto**, determinan los aspectos generales del Régimen económico y administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica.

En primer lugar, en el artículo 4, se indica que la planificación en estos sistemas deberá estimar la potencia necesaria que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista manteniendo el criterio actual de que el valor mensual de probabilidad de pérdida de carga sea menos de un día en 10 años. Adicionalmente, se habilita expresamente al Gobierno para convocar concursos de nueva capacidad de generación en determinados puntos de estos sistemas para la resolución de restricciones técnicas zonales.

En el artículo 5 se establece la obligación al operador del sistema de realizar informes periódicos en los que se analice la cobertura de estos sistemas y se detecten posibles carencias de potencia instalada tanto en el medio como en el largo plazo. Como novedad en este real decreto se definen, en el anexo I, los criterios a tener en cuenta en la elaboración de estos informes.

Con el fin de acabar con las controversias que a lo largo de estos años han aparecido respecto a cuál es la potencia que se debe considerar como "potencia necesaria" a efectos de otorgar el régimen retributivo de las centrales, se establece en el artículo 6 que, con carácter anual, la Dirección General de Política Energética y Minas publicará la potencia prevista necesaria en cada uno de los sistemas aislados definidos para los siguientes 10 años basándose en el informe de cobertura de la demanda a largo plazo remitido por el operador del sistema. La potencia prevista necesaria para el año "n" del horizonte del largo plazo tendrá la consideración de potencia necesaria a efectos de otorgar el régimen retributivo de las centrales que soliciten resolución de compatibilidad para entrar en funcionamiento en dicho año "n". No obstante, se indica que excepcionalmente se podrá reconocer el régimen retributivo adicional o específico a instalaciones de generación, aun cuando se superen los valores necesarios para la cobertura de la demanda en un año "n" en los supuestos indicados expresamente en el real decreto.

En cuanto al régimen administrativo, el presente real decreto recoge las particularidades de estas instalaciones respecto a las que se instalen en la península. Las principales novedades introducidas en el procedimiento administrativo son las siguientes:



- Los parámetros técnicos de las centrales que afectan tanto a su retribución regulada como a la correcta gestión del despacho de generación deberán ser aprobados por el Director General de Política Energética y Minas y será necesaria dicha resolución para la inscripción previa de la central en el registro correspondiente.
- A partir del informe técnico que el Operador del Sistema remite a la finalización de la vida útil regulatoria de una central, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá si procede prorrogar del régimen de retribución adicional.
- Aquellas centrales que no vean prorrogado su régimen retributivo adicional y no quieran percibir exclusivamente el precio de mercado deberán solicitar la baja en el registro correspondiente.

El artículo 8 desarrolla el procedimiento administrativo para la concesión del régimen retributivo adicional a través de la resolución de compatibilidad prevista en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, que será concedida teniendo en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, las características técnicas que sean más apropiadas para estos sistemas y la opción económicamente más rentable para el conjunto del sistema. Se indican las cuestiones que expresamente deberán valorar en sus informes tanto el operador del sistema como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con carácter general, la resolución de compatibilidad tendrá una vigencia temporal durante la cual el titular de la instalación deberá llevar a cabo las acciones oportunas para poner en servicio la instalación. En el citado artículo también se indican el resto de supuestos que harán que la resolución de compatibilidad pierda su vigencia.

Las centrales que hayan finalizado su vida útil regulatoria deberán solicitar resolución de compatibilidad para poder seguir percibiendo el concepto retributivo adicional previsto en la Ley, la cual será concedida, en su caso, en función de los informes del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar una retribución adicional específica distinta de la establecida en el título III de este real decreto, por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario. Esta salvedad es necesaria para poder autorizar el régimen retributivo de determinados grupos que en periodos punta de demanda se instalan con carácter temporal para cubrir la falta de generación.

En cuanto a las instalaciones con una fuente de energía primaria fluyente, el artículo 9 establece que su régimen retributivo específico será el previsto en la normativa de aplicación.

En los artículos 10 se desarrolla el procedimiento para convocar concursos de nueva capacidad, para instalaciones térmicas e hidroeléctricas no fluyentes, por parte del Secretario de Estado de Energía a partir de los informes de cobertura de demanda remitidos por el operador del sistema. La adjudicación en el concurso conllevará la resolución favorable de compatibilidad regulada en este real decreto.

El artículo 11 establece que las instalaciones de bombeo que tengan 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 serán de titularidad del operador del sistema. Cuando la instalación de bombeo proyectada no tenga esa finalidad el Gobierno convocará un concurso de nueva capacidad. Para este tipo de instalaciones se establecen unas garantías adicionales a las de los concursos generales debiendo presentar junto con su oferta para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva un calendario de ejecución y un aval.



c) Los artículos 12 a 23 componen el **Título III del proyecto**, dedicado a desarrollar el régimen retributivo para las instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás y residuos. Este título se subdivide a su vez en tres capítulos.

La principal novedad introducida en este real decreto es que, partiendo de los mismos informes técnicos que motivaron la normativa anterior, se cambia el enfoque dado a la retribución de la actividad de generación en estos sistemas, pasando de un modelo basado en el reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad, a un modelo que prime la eficiencia tecnológica y de gestión e incentive la mejora continua de las instalaciones. Se cambia, por tanto, de un modelo que garantizaba la recuperación de costes sin pretender la mejora en la eficiencia de las centrales y su renovación a uno nuevo que busca incentivar el mantenimiento de las centrales, la renovación de las centrales menos eficientes, bien mediante nuevas inversiones o bien siendo desplazadas por centrales nuevas, todo ello dentro un marco en el que se busca una retribución homogénea de las actividades con retribución regulada y en el que el concepto retributivo adicional a los costes de generación en estos territorios establecido en la Ley del Sector Eléctrico tenga en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas asociados a su carácter aislado y a su no peninsularidad.

Para el establecimiento de determinados parámetros técnicos se ha considerado la información recogida en el Informe 23/2005 de la Comisión Nacional de Energía sobre las propuestas de órdenes ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de 13 de diciembre de 2005, así como los estudios técnicos de dos ingenierías que fueron contratadas al efecto.

Para la elaboración de dicho informe la Comisión Nacional de Energía se sirvió de un estudio técnico contratado a una ingeniería y de los datos auditados de años anteriores de las instalaciones de estos sistemas.

Los datos tanto técnicos como económicos contenidos en los informes indicados tienen plena validez, ya que:

- En lo relativo a parámetros técnicos a partir de los que se obtienen los datos técnicos estándar por familia, no se ha producido un salto cuantitativo significativo en la tecnología, y en todo caso, las pequeñas mejoras que pudieran haberse producido en la tecnología darían como consecuencia una mejora de la eficiencia, con lo que la consideración de estos datos, en todo caso resultaría conservadora y en ningún caso se estaría perjudicando a las empresas afectadas.
- Los datos técnicos de cada una de las centrales existentes son los que se han venido utilizando hasta ahora para el despacho y retribución de las centrales en estos territorios. No obstante el real decreto contempla que estos parámetros serán modificados cada 3 años en función de los resultados de las pruebas de rendimiento de las centrales.
- Los datos económicos se han actualizados siguiendo las fórmulas de actualización establecidas en el presente proyecto de real decreto.

El Capítulo I, compuesto únicamente por el artículo 12, establece la definición del régimen retributivo. Se distingue entre aquellas instalaciones que hayan sido adjudicatarias de un nuevo concurso de capacidad, cuyo régimen retributivo será el establecido en el resultado de asignación del concurso, de las que no, a las cuales les aplicará el régimen económico establecido en este título.

El Capítulo II, compuesto por los artículos 13 a 18, desarrolla el cálculo de la retribución por Costes Fijos.



En la normativa actual se define la retribución por garantía de potencia en función de la potencia disponible de cada grupo y de la garantía de potencia anual de cada grupo expresada en euros/MW. En este modelo una previsión de horas de funcionamiento no ajustada estrictamente a la realidad podría llevar a la sobrerretribución de los grupos.

La actual "retribución por garantía de potencia" se sustituye en el proyecto de real decreto por el término de "Retribución por Costes Fijos" que se define como el mínimo de los siguientes conceptos:

- Anualidad del coste fijo del grupo i en el año n $CF_n(i)$ que se calcula anualmente para cada instalación teniendo en cuenta la amortización de la central, la retribución financiera y los costes de operación y mantenimiento fijos. La anualidad del coste fijo de cada grupo así calculada garantiza a una central eficiente titularidad de una empresa bien gestionada una retribución adecuada.
- El sumatorio en todas las horas del año de la potencia disponible por el coste horario fijo en el año n del grupo i . Este término es idéntico a la antigua "retribución por garantía de potencia".

Con esta nueva definición se garantiza que no existen sobrerretribuciones, manteniéndose la penalización a aquellas centrales que tienen una disponibilidad por debajo de la media.

La anualidad (en el año n) del coste fijo para cada grupo se compondrá de dos términos, la retribución por inversión (que a su vez se compone de la retribución por amortización y la retribución financiera) y la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento.

La retribución por amortización de la inversión de cada grupo i se obtendrá a partir de los valores de inversión reconocida y la vida útil regulatoria de la central.

El valor de la inversión reconocida a cada instalación de generación será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada, más el 50 por ciento de la diferencia entre los límites máximos y dicho valor real, cuando éste sea inferior al límite. Si la diferencia fuera negativa el valor reconocido de la inversión realizada será el límite máximo.

En este sentido este proyecto modifica los actuales "valores unitarios de inversión" definiendo una función que refleja las economías de escala que se producen en dichos valores unitarios en función de la potencia a instalar. También se tendrán en cuenta, a la hora de determinar el valor unitario de inversión, las economías de alcance que se producen con la instalación de un segundo grupo (y los posteriores), como consecuencia del uso compartido de determinados elementos o infraestructuras comunes.

Por otro lado, se indica expresamente 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, 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 (terrenos y capital circulante).

Se mantiene la definición de la retribución financiera de la inversión de cada grupo. Tal y como establecía el Real Decreto Ley 20/2012, la tasa financiera de retribución se corresponderá con el valor de las obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de valores más 200 puntos básicos, en lugar de los 300 puntos básicos que se establecía en la Orden 914/2006 y como novedad, se establece que tendrá una vigencia de seis años frente a la revisión anual que establece la citada orden actualmente en vigor

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 junio del año $n-3$ y junio del año $n-1$ en



lugar de los 12 meses comprendidos entre octubre del año n-1 y noviembre del año n-2, como se venía haciendo hasta ahora.

La tasa de retribución establecida en el párrafo anterior será revisada cada 6 años. En este sentido la Dirección General de Política Energética y Minas publicará cada 6 años el valor de la anualidad del coste por inversión (CIn) correspondiente a cada una de las centrales con fuente de energía primaria no fluyente que participen en el despacho económico de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para los 6 años siguientes.

La retribución de los costes de operación y mantenimiento fijos, se realiza como hasta ahora. No obstante para determinar la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos a cada uno de los grupos de una central se tendrán en cuenta las economías de escala derivadas de la ubicación en una misma central de grupos de la misma tecnología.

Adicionalmente, se ha eliminado el concepto de “gastos de naturaleza recurrente” que ya se encuentra incluido en los costes de operación y mantenimiento fijo. Esta medida ya se adoptó en el Real Decreto Ley 20/2012, pero debe contabilizarse a la hora de comparar la situación retributiva que se pretende aprobar y la que existía antes de iniciar las reformas legislativas.

Como novedad respecto a la normativa vigente, este proyecto incorpora diversos mecanismos de control a través de los cuales se pueda comprobar que la retribución por costes fijos se destina al correcto mantenimiento de las centrales.

El artículo 16, que desarrolla el cálculo de la anualidad del coste por operación y mantenimiento fijo, condiciona la percepción de dicho concepto a unos valores mínimos de disponibilidad. En concreto establece que las centrales que presenten indisponibilidades en un año superiores al 20% de las horas no percibirán cantidad alguna en concepto de operación y mantenimiento fijo en ese año.

El artículo 18 recoge que el operador del sistema podrá dar órdenes de arranque a centrales que presenten un índice de funcionamiento reducido para comprobar su correcto funcionamiento. El incumplimiento de la instrucción de arranque conllevará la supresión de la retribución por coste fijo durante un periodo mínimo de un año desde su notificación; Pudiendo derivar, en caso de un segundo incumplimiento, transcurrido un periodo suficiente para llevar a cabo las actuaciones necesarias para solventar los problemas detectados, en la baja de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción.

Asimismo se introduce una novedad respecto a la retribución de las inversiones adicionales. El artículo 17 recoge que las inversiones por renovación o modificación de una central en explotación, así como aquellas que se realicen para mejorar el rendimiento de las centrales existentes, tendrán la consideración de inversiones adicionales y precisarán de resolución previa de compatibilidad en los términos establecidos en el artículo 8 de este proyecto.

Por su parte, el Capítulo III, compuesto por los artículos 19 a 23, se centra en la determinación del Coste variable a efectos de liquidación. Como novedad se establece una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible, de operación y mantenimiento y modos de funcionamiento de un grupo con un rendimiento medio, reforzando el concepto de instalación tipo de titularidad de una empresa media bien gestionada. En este sentido el nuevo modelo de determinación de los costes de generación se realiza a partir de parámetros técnicos y económicos a efectos de liquidación, únicos por tecnología y tamaño.

Los parámetros técnicos para la determinación de los Costes variables de combustible a efectos de liquidación, se obtendrán a partir de las pruebas de rendimiento de las centrales y unos estándares por familia, de manera que se incentive la mejora tecnológica continua de las centrales.



Los costes de arranque a efectos de liquidación se obtendrán a partir de las pruebas de rendimiento de las centrales.

Los costes variables de operación y mantenimiento a efectos de liquidación se calcularán por familia a partir de la media ponderada por la energía generada de los costes de operación y mantenimiento variable auditados de cada una de las centrales que han operado en estos sistemas desde la fecha de la última revisión y unos costes variables de operación y mantenimiento estándar por familia que serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Además se modifica la definición del coste de banda de regulación, el cual pasa a ser el coste de combustible a efectos de liquidación del grupo que efectivamente preste el dicho servicio a la potencia media de regulación en esa hora, incrementados en un 1%, y no una cuantía fija por el hecho de tener la disponibilidad de prestar el servicio, como se venía retribuyendo hasta la fecha.

Asimismo el artículo 19 establece como costes variables de generación a efectos de liquidación los derivados de los derechos de emisión de cada grupo necesarios para su funcionamiento cuyo coste se calculará a partir de la media ponderada del precio de dichos derechos en las subastas del mercado primario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año anterior para el que se efectúa la liquidación.

Los parámetros técnicos y económicos a efectos de liquidación se revisarán cada 3 años.

En este mismo artículo se instrumenta un procedimiento para que los titulares de las redes que ocasionen costes adicionales de generación solucionen las situaciones que han generado estos costes adicionales o, en caso contrario, asuman aquellos costes adicionales de generación en los que se incurran.

Por su parte el artículo 20 recoge la metodología de revisión de los parámetros técnicos y económicos a efectos de liquidación y establece que las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento de sus centrales siguiendo el procedimiento administrativo establecido en el anexo VIII y según 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 aprobados.

Los artículos 21 a 23 se centran en la determinación de los precios de los combustibles y demás aspectos relacionados.

El artículo 21 establece el procedimiento de cálculo del precio de combustible a aplicar en el cálculo de los costes variables. A este respecto se introducen las siguientes novedades:

- En primer lugar se establece la obligación de autorización de la mezcla de combustible utilizada en las centrales de tal forma que se pueda controlar el incremento de los costes de generación en estos sistemas debidos a las modificaciones en la utilización de los combustibles no justificada por razones técnicas.
- En segundo lugar, con el objeto de evitar el posible impacto sobre el coste de generación de las instalaciones de generación que pudieran derivarse de normativas autonómicas y/o locales se establece que, en el caso de restricciones derivadas de normativa autonómica o local que supongan unos mayores costes de generación, el titular de la instalación de producción podrá establecer convenios u otros mecanismos con las comunidades Autónomas, ciudades con Estatuto de autonomía o con las entidades responsables de dicha normativa para cubrir el sobrecoste ocasionado. En caso contrario deberá declarar indisponible el grupo salvo casos excepcionales.



- Se modifica la definición del precio del combustible que pasa a ser el precio del producto en puerto principal de cada sistema no peninsular más la logística interna desde dicho puerto principal a cada central, frente a la definición anterior que era el precio del producto en mercado internacional más la logística asociada al transporte de dicho producto hasta la central.

- El precio y el poder calorífico inferior de los combustibles de biomasa, biogás y residuos que hasta ahora no se contemplaban en la normativa será aprobado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, teniendo en cuentas las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema.

Como principal novedad, en el artículo 22, se introduce un mecanismo de subastas que permite el suministro de combustibles a todos los agentes productores que quieran instalarse en los sistemas extrapeninsulares a un precio competitivo, y que se ajusta a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación. Asimismo, se establece la obligación a los operadores mayoritarios de proveer de un servicio de logística interna del combustible al resto de productores, siendo esta una nueva medida enfocada a facilitar la entrada de nuevos agentes, ya que la complicada logística interna del combustible puede llegar a suponer una barrera de entrada a nuevos productores.

Los costes de logística interna serán aprobados por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El artículo 23 establece el cálculo del precio de referencia del combustible en puerto que será el precio de partida para la realización de la subasta de combustible. El precio de referencia del combustible en puerto se obtendrá a partir de la suma del precio del producto de referencia y los costes de logística asociados al transporte de dicho producto hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular.

Los precios del producto de referencia por tipo de combustible se fijarán por la Dirección General de Política Energética y Minas, y se calcularán como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes al año inmediatamente anterior, de los índices y cotizaciones establecidos en el anexo XIII dependiendo del tipo de combustible. En este sentido se 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.

Este cambio se justifica en que la metodología 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.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anteriormente señalado, parece más acertado, dentro del nuevo modelo donde se busca la eficiencia en la gestión, que se utilicen los rangos bajos de cotizaciones en vez de los altos teniendo en cuenta que las centrales de generación disponen del margen suficiente como para no tener la necesidad de adquirir el combustible cuando éste está en su rango más alto. Por otro lado, teniendo en cuenta que posteriormente se van a añadir los costes de logística para trasladar el combustible hasta el puerto principal de cada SEIE, parece más acertado utilizar el precio FOB (Free on Board) que el CIF (Cost, Insurance and Freight) ya que la referencia FOB corresponde al precio pagado por ese cargamento en el puerto de salida, no incluyendo, por tanto, el transporte hasta destino, mientras que el precio CIF, sin embargo, sí incluye el transporte y seguro hasta el puerto de destino. Por último, para la determinación del precio del combustible se ha optado por tener en cuenta los dos mercados de referencia en Europa, el mercado NWE (con un peso del 30%) y el Mediterráneo (con un



peso del 70%), criterio utilizado por la Comisión Nacional de Energía como representativo del consumo promedio en España.

Los costes de logística asociados al transporte de los distintos combustibles hasta el puerto principal de cada territorio no peninsular se calculará teniendo en cuenta el puerto de origen de los mercados utilizados para calcular el precio de producto a partir de la propuesta de la Comisión Nacional de Mercado y Competencia.

El suministro de combustible es esencial para el correcto funcionamiento de las centrales, por lo que en aquellos supuestos en los que existiera alguna dificultad para la resolución de la subasta, el presente proyecto establece también un mecanismo subsidiario a través del cual los productores adquirirían el combustible mediante contratos particulares y se fijaría el precio del producto como el precio del producto de referencia por tipo de combustible indicado anteriormente y los costes de logística establecidos en el anexo XIV. Para el cálculo del precio del combustible gas natural se seguirá el método establecido en el Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo, a efectos de despacho serán los establecidos en este artículo y 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, que deberán ser declarados a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia e inspeccionados.

d) Los artículos 24 a 30 componen el **Título IV de este proyecto** de norma, donde se trata el procedimiento de despacho y liquidación de la generación.

En el artículo 24 se establece que en cada uno de los sistemas aislados de los territorios no peninsulares existirá un despacho por costes variables en el que participarán las instalaciones de producción para cubrir la demanda. El despacho consistirá en una previsión semanal, diaria, intradiaria y de desvíos en tiempo real.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia en la gestión de estos sistemas eléctricos, se establece un incentivo al operador del sistema que afecta a su retribución para que, manteniendo los niveles de calidad, minimice el consumo de combustibles por energía generada.

Para la realización del despacho de generación se definen en el artículo 25 unos costes variables de generación a efectos de despacho para las instalaciones del apartado 1.a del artículo 1 y un coste variable instrumental a efectos de despacho de 10 €/MWh producido para las instalaciones reguladas en el apartado b) del artículo 1.1.

La principal novedad introducida en el artículo 25 es la definición de los costes variables de generación a efectos de despacho, distintos de los costes a efectos de liquidación definidos en el artículo 19 de este proyecto. Su objetivo es permitir al operador del sistema discernir el mérito económico de los distintos grupos pertenecientes a una misma familia a la hora de articular los correspondientes despachos de generación a partir de sus parámetros técnicos reales. Los parámetros técnicos a efectos de despacho serán aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas garantizando que no se modifican por criterios sin justificación técnica.

Los costes de generación a efectos de despacho estarán constituidos por los costes de combustible, arranque, banda de regulación, operación y mantenimiento variable y los Coste de los derechos de emisión.



En la normativa actual no se contemplaba dentro del orden de mérito económico del despacho los costes asociados a los derechos de emisión. El proyecto de real decreto propone que se estime este coste a partir de la media ponderada del precio de dichos derechos en las subastas del mercado primario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año móvil precedente.

El artículo 26 delimita las funciones a desarrollar por el operador del sistema respecto a los despachos de generación, aumentándose las obligaciones de remisión de información.

El artículo 27 regula la información a facilitar al operador del sistema por parte de los titulares de instalaciones de producción, los comercializadores y consumidores directos para el despacho de generación. Destaca la no percepción del concepto retributivo adicional en caso de comunicación al operador del sistema por parte de titulares de instalaciones de producción de parámetros técnicos a efectos de despacho, distintos de los aprobados por la Dirección General de Política Energética y de Minas.

El artículo 28 desarrolla el despacho de generación. Como novedad se introduce un primer despacho, con criterio exclusivamente económico. En esta etapa la generación para cada una de las horas, es asignada como nudo único y para cubrir exclusivamente la demanda prevista comunicada por los comercializadores y consumidores directos.

El artículo 29 desarrolla el cálculo del coste horario de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. Destaca la definición de extracoste de generación de dichos sistemas como la diferencia entre los costes de generación reconocidos a todas las centrales en estos sistemas independientemente de su tecnología o potencia y las cantidades percibidas en el despacho por parte de los comercializadores y consumidores directos. Hasta ahora no se consideraba para el cálculo del extracoste los costes de generación asociados a las instalaciones del denominado "régimen especial".

Por último, el artículo 30 determina el sistema y procedimiento de liquidaciones. A este respecto destaca que la Dirección General de Política Energética y Minas anualmente, procederá a aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación a efectos de liquidación para las centrales.

d) El texto contiene cinco Disposiciones adicionales.

En la primera se encomienda a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la remisión de sendas propuesta referidas a la cuantía de los costes de logística interna y a los objetivos mínimos de eficiencia y de calidad en cada sistema eléctrico aislado a aplicar a partir del año 2014.

La Disposición adicional segunda se solicita al operador del sistema que remita una propuesta de procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de las centrales y la relación de grupos que constituyen cada central de generación en los territorios no peninsulares..

La Disposición adicional tercera establece la información a remitir por los titulares de instalaciones de generación relativa a las centrales que han finalizado su vida útil regulatoria y a los efectos de celebración de la primera subasta de combustible.

La Disposición adicional cuarta establece que aquellas instalaciones que por sus características singulares tuvieran concedido un régimen retributivo distinto del contemplado en la normativa actualmente en vigor mantendrán su régimen retributivo aprobado a la entrada en vigor de este proyecto.



La Disposición adicional quinta establece que toda la información que deba enviarse al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo con lo establecido en este real decreto, se remitirá en formato que permita el tratamiento de los datos en hoja de cálculo.

e) El texto contiene cinco disposiciones transitorias:

La Disposición transitoria primera regula el proceso a seguir para la autorización de las mezclas de combustibles a efectos de despacho, así como la mezcla a utilizar en el despacho de generación y a efectos de liquidación en tanto no se hayan autorizado las citadas mezclas.

La Disposición transitoria segunda dirige un mandato al operador del sistema para que remita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una relación de las instalaciones de producción que, encontrándose inscritas de manera provisional en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, cumplen los requisitos para estar dadas de alta en el despacho de generación.

La Disposición transitoria tercera determina los parámetros técnicos a efectos de despacho a utilizar en tanto en cuanto no se hayan realizado las pruebas de rendimiento de las centrales, que coinciden con los que actualmente están aprobados en la normativa en vigor.

La Disposición transitoria cuarta establece que 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 para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2019 se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

La Disposición transitoria quinta desarrolla el método para determinar los costes de generación a efectos de liquidación en los años 2012 y 2013, en cumplimiento del 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 del Real Decreto Ley 20/2013, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, el cual establece que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas que se desarrollen serán de aplicación desde el 1 de enero de 2012. En este sentido:

1. Los costes variables de generación a efectos de liquidación de las centrales que hubieran participado en el despacho de generación durante los años 2012 y 2013 se obtendrán aplicando la metodología establecida en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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. A estos efectos se aplicará lo siguiente:

Los parámetros técnicos y económicos a aplicar serán los aprobados mediante Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.

El precio de combustible a aplicar para el año 2012 y 2013 será el que resulte de aplicar la metodología establecida en el artículo 23.4 y los valores del poder calorífico inferior del combustible indicados en esta disposición transitoria.

2. El valor unitario de garantía de potencia anual correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para los años 2012 y 2013 se obtendrán mediante la metodología establecida en la 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, teniendo en cuenta las siguientes modificaciones introducidas mediante 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 el Real Decreto Ley 20/2013, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

f) Se incluye una Disposición derogatoria única, con referencia explícita a la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban 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, y a la 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.

g) Las 3 disposiciones finales establecen las correspondencias entre la clasificación de tecnologías y tamaños utilizada en la normativa en vigor y la utilizada en la norma proyectada, la facultad de adaptación y la entrada en vigor.

h) El proyecto se completa con 14 anexos, que desarrollan diversos aspectos a los que se hace referencia en la norma proyectada.

El anexo I establece los criterios a utilizar para determinar la cobertura de la demanda tanto en el largo como en el medio plazo.

El anexo II establece la Información a presentar por los titulares de las centrales de producción junto con la solicitud de resolución de compatibilidad.

El anexo III y el anexo IV recogen el factor de estacionalidad y las horas anuales de funcionamiento estándar ya reguladas en la normativa actual.

El anexo V establece los valores unitarios máximos de inversión

Se modifican los valores unitarios máximos de inversión recogidos en el anexo II de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo. Con el objeto de introducir señales de eficiencia, esta modificación incorpora los valores propuestos por la Comisión Nacional de Energía en su informe 23/2005 de 13 de diciembre de 2005, los cuales se obtuvieron a partir de la información aportada por las empresas titulares de instalaciones de generación en estos sistemas y del estudio encargado a una empresa de ingeniería especializada.

Los valores propuestos en ese informe han sido actualizados para su inclusión en este proyecto a 2013 con la fórmula de Factor Actualizador Inversión unitario Acumulado ($IA = 0,8 (IPRI - 100) + 0,2 (IPC - 100)$); siendo el IPRI la variación anual en el mes 12 del índice de precios industriales de bienes de equipo y el IPC la variación anual en el mes 12 del índice de precios de consumo). En este sentido cabe decir que el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, que se utilizará a partir del año 2013 para la actualización de todos los términos económicos es un indicador de reciente creación.

El anexo VI establece los valores unitarios de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijo.

Los valores unitarios de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijo se han determinado a partir de la propuesta recogida en el informe 23/2005 de la CNE de las



propuestas de órdenes ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de 13 de diciembre de 2005 y actualizados a 31/12/2012 con la misma fórmula prevista en el proyecto de real decreto pero teniendo en cuenta el IPC en lugar del ICP a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, ya que éste último es un indicador a aplicar a partir del año 2013.

En el citado informe se proponían estos valores de operación y mantenimiento fijo a partir de los datos de operación y mantenimiento auditados de años anteriores actualizados a fecha del informe y los datos obtenidos del estudio sobre los costes de generación de electricidad en los sistemas extrapeninsulares contratado por dicha comisión a una empresa de ingeniería especializada.

Cabe decir que para la obtención de los costes de operación y mantenimiento fijo a partir de los valores unitarios se deberá tener en cuenta la potencia resultante de todos los grupos ubicados en el mismo emplazamiento.

El Anexo VII regula los Índices de actualización de los diferentes conceptos económicos a efectos de liquidación

El Anexo VIII establece el Procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de las centrales en la que la principal novedad respecto a la normativa en vigor es que cada 3 años se realizarán las pruebas sobre la totalidad de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En este anexo también se determina el procedimiento para determinar los parámetros técnicos y económicos a efectos de liquidación.

En el caso de los parámetros técnicos de costes de funcionamiento a efectos de liquidación se calcularán según el siguiente procedimiento:

- En una primera fase se realizará una regresión cuadrática de las curvas de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) obtenida a partir de los ensayos de consumo específico realizados a los distintos grupos.
- En una segunda fase se realizará una segunda regresión cuadrática a partir de la curva de consumo térmico obtenida en la fase anterior y la curva de consumo específico estándar de una central eficiente, propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En la primera revisión de estos parámetros se aplicará un peso del 90% sobre de la curva de consumo térmico obtenida en la fase primera fase y del 10% sobre la curva de consumo específico estándar de una central eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para las sucesivas revisiones de los parámetros técnicos de los costes de funcionamiento a efectos de liquidación el peso de la curva eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se irá incrementando en 5 puntos.

En el caso del parámetro económico d del coste de arranque se obtendrá a partir del coste de un ciclo completo de revisiones programadas y el número de arranques en un ciclo completo, método que, por otro lado, fue el utilizado en su día para la determinación del parámetro "d" actualmente en vigor.

El Anexo IX establece los Valores de los parámetros a, b y c de los costes variables de combustible a efectos de liquidación para los grupos de generación que se utilizarán en tanto no



se definan los nuevos parámetros a partir de las pruebas de rendimiento. Dichos parámetros se han obtenido según el siguiente procedimiento:

- Se ha realizado una regresión cuadrática de las curvas de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) obtenida a partir de los parámetros de las curvas actuales aprobados en la Orden 913/2006 de las centrales de igual tecnología y rango de potencia. No se han tenido en cuenta aquellas centrales que tienen un funcionamiento reducido.
- Posteriormente se ha realizado una segunda regresión cuadrática a partir de la curva de consumo térmico obtenida en la fase anterior, con un peso del 95% y la curva de consumo específico estándar propuesta por la CNE en su informe 23/2005 de 13 de diciembre de 2005, con un peso del 5%. No se ha establecido en este caso un peso del 10% a la curva estándar con el fin de dar un margen a los titulares de las instalaciones de producción para adecuar sus instalaciones.

El Anexo X. establece los costes de arranque a efectos de liquidación que se utilizarán en tanto no se definan los nuevos parámetros a partir de las pruebas de rendimiento. Dichos costes de arranque se han obtenido por familia a partir de las curvas de coste de arranque de las centrales aprobados en la Orden 913/2006. El parámetro a' se ha obtenido como el promedio de los parámetros a' de las centrales de cada familia y el parámetro b' a partir del promedio de los parámetros b' obtenidos para cada intervalo de tiempo entre 0 y 14 horas a partir de la curva promedio de arranque de cada familia.

El anexo XI establece los costes de operación y mantenimiento variable a efectos de liquidación obtenidos, como la media ponderada por la energía generada de los costes de operación y mantenimiento variable de cada una de las centrales que han operado en estos sistemas, clasificadas por familias, durante el año 2011 y 2012.

El Anexo XII establece el cálculo del precio medio de la termina de combustible en función de la fracción de las termias totales aportadas por cada combustible utilizado por cada grupo

El Anexo XIII define los combustibles fósiles que se considerarán en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares a efectos de retribución por zonas geográficas y el cálculo de los precios del producto de referencia por tipo de combustible.

El Anexo XIV establece los costes de logística total a utilizar en el caso de que no se pueda resolver la subasta de combustible y se tenga que aplicar el procedimiento subsidiario establecido en este real decreto. Los costes de logística establecidos en el anexo XIV se han obtenido a partir de la propuesta de la CNE en su informe 23/2005, actualizados a valores de 2013 con el IPC real menos 100 puntos básicos. Se ha procedido a separar los costes de logística por islas, puesto que los costes de logística son muy diferentes dentro de un mismo archipiélago. Así se incrementan los costes de logística en las islas más pequeñas de Canarias, reduciéndose en el resto.

Los costes de logística establecidos en el anexo XIV se han obtenido a partir de la propuesta de la CNE en su informe 23/2005, actualizados a valores de 2013. Se ha procedido a separar los costes de logística por islas, puesto que los costes de logística son muy diferentes dentro de un mismo archipiélago. Así se incrementan los costes de logística en las islas más pequeñas, reduciéndose en el resto.

El Anexo XIV recoge los parámetros técnicos y económicos a efectos de despacho que son los actualmente aprobados.



C) IMPACTO ECONÓMICO O PRESUPUESTARIO

La disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, establece una senda de financiación del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado a partir del año 2013.

No obstante lo anterior, la disposición adicional trigésimo octava y disposición derogatoria segunda de la Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2012, conllevan la suspensión de la aplicación del mecanismo de compensación del Real Decreto-Ley 6/2009 respecto de los extracostes de generación correspondientes al año 2011 con cargo a los Presupuestos Generales del Estado durante el ejercicio 2012. Además de ello, en la disposición adicional cuarta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013 se deja en suspenso durante el ejercicio 2013 la aplicación del mecanismo de compensación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, sin que se genere derecho alguno ni proceda realizar compensación con cargo a los Presupuestos del ejercicio 2013 como consecuencia de los extracostes de generación eléctrica de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes al ejercicio 2012.

Asimismo, la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, establece que los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares, serán financiadas en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

En virtud de lo anterior, las medidas adoptadas en este real decreto tendrán impacto económico o bien sobre todos los consumidores eléctricos a través de los peajes de acceso satisfechos, o bien impacto presupuestario.

Las medidas adoptadas con impacto económico son:

a) Retribución por Costes Fijos.

Las medidas con impacto económico son:

Nueva definición de la retribución por costes fijos

En la normativa actual se define la retribución por garantía de potencia en función de la potencia disponible de cada grupo y de la garantía de potencia anual de cada grupo expresada en euros/MW. En este modelo una previsión de horas de funcionamiento no ajustada estrictamente a la realidad podría llevar a la sobrerretribución de los grupos.

La actual "retribución por garantía de potencia" se sustituye en el proyecto de real decreto por el término de "Retribución por Costes Fijos" que se define como el mínimo de los siguientes conceptos:

- Anualidad del coste fijo del grupo i en el año n $CF_n(i)$ que se calcula anualmente para cada instalación teniendo en cuenta la amortización de la central, la retribución financiera y los costes de operación y mantenimiento fijos. La anualidad del coste fijo de cada grupo así calculada garantiza a una central eficiente titularidad de una empresa bien gestionada una retribución adecuada.
- El sumatorio en todas las horas del año de la potencia disponible por el coste horario fijo en el año n del grupo i . Este término es idéntico a la antigua "retribución por garantía de potencia".



Con esta nueva definición se garantiza que no existen sobrerretribuciones, manteniéndose la penalización a aquellas centrales que tienen una disponibilidad por debajo de la media.

Modificación de los valores unitarios máximos de inversión.

Estos nuevos valores tendrán en cuenta las economías de escala.

Anualidad del coste por inversión en centrales que han finalizado su vida útil regulatoria

La versión original del Real Decreto 1747/2003, establecía que cuando finalizaba la vida útil de las instalaciones, la retribución de la garantía de potencia de los grupos se componía además de los costes de operación y mantenimiento fijos y los de extensión de la vida útil que eran el 50 por ciento de los cobrados en el último ejercicio.

Este concepto retributivo de extensión de la vida útil de las centrales que se concedía sin la necesidad de realizar inversiones adicionales, se eliminó mediante el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

El presente real decreto contempla exclusivamente la percepción de un concepto retributivo de "extensión de la vida útil" si se realizan inversiones en las instalaciones y en todo caso, previa autorización mediante resolución de compatibilidad.

Reducción de la tasa de retribución financiera

Cada punto de reducción de la tasa de retribución financiera produce una disminución en torno a los 20 millones de euros en la anualidad de Costes fijos por inversión.

La aplicación conjunta de estas medidas, utilizando la información disponible de funcionamiento de las centrales durante los años 2011 y 2012, produce unos ahorros estimados de 55 millones de euros (hay que tener en cuenta que este ahorro incluye la reducción prevista de 22 millones de euros por la modificación de la tasa de retribución financiera realizada en el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, de bonos del Estado a diez años incrementada en 200 puntos básicos, en vez de 300 ppb como se venía haciendo hasta la fecha).

b) Modificación de la retribución por Operación y Mantenimiento Fijo.

El proyecto de real decreto ha procedido a modificar 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, para dicho cálculo se tendrán en cuenta las economías de escala que se producen al estar ubicados varios grupos de la misma tecnología en una misma central. Adicionalmente se establece que las centrales que presenten indisponibilidades en un año superiores al 20% de las horas no percibirán cantidad alguna en concepto de operación y mantenimiento fijo en ese año.

La aplicación conjunta de estas medidas, utilizando la información disponible de funcionamiento de las centrales durante los años 2011 y 2012, produce unos ahorros estimados de 115 millones de euros (hay que tener en cuenta que este ahorro incluye la reducción prevista de 78 millones de euros por la modificación de los valores unitarios de operación y mantenimiento fijo así como la eliminación de los costes de naturaleza



recurrente realizada en el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad).

c) Modificación de la retribución por costes variables

Se ha procedido a modificar los parámetros técnicos del coste variable de combustible a efectos de liquidación, la definición del precio del producto y los costes de logística.

La aplicación conjunta de estas medidas, utilizando la información disponible de funcionamiento de las centrales durante los años 2011 y 2012, produce unos ahorros estimados de 45 millones de euros

Los principales agentes afectados por esta propuesta de real decreto son las empresas productoras mayoritarias de los sistemas aislados.

No existen efectos sobre la competencia en el mercado.

Madrid, xx de xxxxx de xxxx.