

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS A EMPLEAR EN EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL DURANTE EL PERIODO REGULATORIO 2020-2025 Y SE REVISAN OTRAS CUESTIONES TÉCNICAS.**

**Expediente nº: IPN/CNMC/029/19**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xavier Ormaetxea Garai

### **Secretario de la Sala**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 13 de noviembre de 2019

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *‘Orden por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas’* (en adelante *‘la propuesta’*), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

## **1. ANTECEDENTES**

El 2 de agosto de 2019 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

La propuesta tiene como objetivo la actualización periódica de los parámetros retributivos de la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional para el segundo periodo regulatorio comprendido entre los años 2020 y 2025, así como la revisión de otros aspectos técnicos.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial —sistemas aislados— y de su reducido tamaño.

Por su parte el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, 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 (RD 738/2015), en su artículo 2 distingue dos tipos de instalaciones “Categoría A<sup>1</sup>” y “Categoría B<sup>2</sup>”

En lo referente al régimen económico, el RD 738/2015 establece en sus artículos 6 y 7 que las instalaciones de Categoría A podrán recibir un régimen retributivo adicional y las instalaciones de Categoría B podrán percibir el régimen retributivo específico de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El régimen retributivo adicional, aplicable solo a las Instalaciones de Categoría A, tiene como fin, de acuerdo con el artículo 14.6 de la LSE, cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación y los ingresos por la venta de energía eléctrica en el mercado. Para el cálculo de esta retribución adicional —y en particular para la determinación de los costes de inversión y explotación— se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. A cada instalación tipo le corresponden una serie de parámetros retributivos.

El RD 738/2015 define los distintos parámetros retributivos (técnicos y económicos) y la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al régimen retributivo adicional. Esta retribución incluye

---

<sup>1</sup> Instalaciones categoría A. Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

<sup>2</sup> Instalaciones categoría B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar a la del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible y de operación y mantenimiento.

De acuerdo con el artículo 14.4 de la LSE los parámetros retributivos se fijarán por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

El procedimiento de actualización de los parámetros técnicos y económicos de cada una de las instalaciones tipo se define en el artículo 21 del RD 738/2015, en donde se establecen los parámetros técnicos y económicos que podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio, incluyendo:

- a) Los valores unitarios de referencia y el coeficiente de corrección<sup>3</sup> para el cálculo del valor estándar de la inversión.
- b) Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijo y los factores de corrección<sup>4</sup>.
- c) Los valores de los parámetros técnicos de liquidación (a(i), b(i), c(i), a'(i) y b'(i)) y económicos de liquidación (O&MVLI y d) utilizados para el cálculo de los componentes de la retribución por costes variables de generación<sup>5</sup>.

De acuerdo con la disposición adicional primera del RD 738/2015 el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019, por lo que la propuesta de orden ministerial recibida procede a actualizar los parámetros técnicos y económicos de las instalaciones tipo para el cálculo del régimen retributivo adicional aplicable a aquellas instalaciones de Categoría A que tengan otorgado dicho régimen durante el segundo periodo regulatorio.

---

<sup>3</sup> El artículo 26 ('Cálculo del valor de la inversión reconocida') del RD 738/2015 prevé que «[...] Los valores unitarios de referencia estarán afectados por un coeficiente de corrección en aquellos supuestos en los que se instalen nuevos grupos de generación aprovechando infraestructuras existentes.»

<sup>4</sup> El artículo 29 ('Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo') del RD 738/2015 prevé que «[...] La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo,  $OMFn(i)$ , se calculará, para cada grupo, como el producto de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo por la potencia neta de dicho grupo [...] y, en su caso, por los factores de corrección a aplicar en aquellos grupos que estén ubicados en la misma central de producción.»

<sup>5</sup> Los artículos 32 ('Retribución por costes variables de funcionamiento'), 33 ('Retribución por costes de arranque asociados al combustible') y 35 ('Retribución por costes variables de operación y mantenimiento') del RD 738/2015 incluyen respectivamente en su formulación los parámetros a, b y c (cf. art. 32); a' y b' (cf. art. 33), y O&MVLI y d (cf. art. 35). Por su parte, el índice (i) hace referencia a cada instalación tipo.

Adicionalmente, la propuesta de orden incluye otras cuestiones técnicas (mínimos técnicos, potencias netas etc.) que afectan al Anexo XIII ('Datos técnicos y económicos de despacho') del repetido RD 738/2015.

Con fecha 2 de agosto de 2019, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 19 de agosto de 2019. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

## **2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA**

El proyecto consta de una propuesta y su correspondiente MAIN; la propuesta consta de un preámbulo dividido en cuatro apartados, tres artículos y dos anexos.

El artículo 1 establece que los parámetros técnicos y económicos de retribución revisados para el segundo periodo regulatorio serán los que figuran en el Anexo I de la propuesta, concretamente:

- Valores unitarios máximos de inversión, en (€/kW).
- Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo, en (€/MW).
- Valores de los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento de las instalaciones tipo, expresados respectivamente en (th/h), (th/h.MW) y (th/h.MW<sup>2</sup>).
- Valores de los parámetros a', b' de la retribución por costes de arranque asociados al combustible de las instalaciones tipo, expresados en (th) y (h), respectivamente.
- Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de las instalaciones tipo, en (€/MWh).
- Retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de las instalaciones tipo (parámetro d), en (€/arranque).

El artículo 2 modifica el Anexo XIII del RD 738/2015 en los términos referidos en el Anexo II de la propuesta, el cual actualiza los datos técnicos de despacho de los ciclos combinados de Ca's Tresorer CC1 y CC2, Son Reus CC1 y CC2, Barranco de Tirajana CC1 y CC2, Granadilla CC1 y CC2 añadiendo las potencias netas en cada una de sus configuraciones de funcionamiento, reconoce el gas

natural como combustible en los grupos (instalados en su momento como diésel) de Ibiza 16 y 17 e incluye el alta retributiva del grupo de Guía de Isora Gas 1<sup>6</sup>.

El artículo 3 define la eficacia: la modificación de los parámetros técnicos y económicos definidos en el Anexo I de la propuesta surtirá efectos a partir del 1 de enero de 2020 y la modificación de los parámetros de despacho definidos en el Anexo II de la propuesta surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado («BOE»).

### **3. VALORACIÓN GENERAL DE LA PROPUESTA<sup>7</sup>**

La propuesta actualiza determinados parámetros técnicos y económicos de las instalaciones tipo del régimen retributivo adicional para el segundo periodo regulatorio (años 2020 a 2025).

Para la actualización de los valores de los parámetros: “*Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo*” y los “*Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación*” según lo expuesto en la MAIN se han tomado como base los valores reales de las auditorías de costes de los ejercicios 2015, 2016 y 2017<sup>8</sup>. Las variaciones de los parámetros resultantes incluidos en la propuesta respecto de los vigentes establecidos por el RD 738/2015 son en algunos casos significativas, como se refleja en los Anexos I y II de este informe.

Por su parte, para la actualización de los “*Valores de los parámetros a, b, c de la retribución por costes variables de funcionamiento*” y los “*Valores de los parámetros a’ y b’ de la retribución por costes de arranque asociados al combustible*”, la MAIN indica que para su revisión se ha partido de los datos reales del resultado de las pruebas de rendimiento realizadas por el titular y supervisadas por el operador del sistema (OS).

La MAIN estima el ahorro para el sistema derivado de estas actualizaciones en 70 millones de euros al año, si bien no incluye un cálculo detallado ni un desglose por partidas.

---

<sup>6</sup> Este grupo tiene fecha de alta de 2006 pero sus datos técnicos y económicos no fueron incorporados en el RD 738/2015.

<sup>7</sup> Esta valoración general se centra en la retribución asociada a la explotación de los activos, con independencia del resultado financiero o el impacto de este en la cuenta de resultados global, la cual puede verse condicionada por aspectos tales como la concreta estructura de financiación.

<sup>8</sup> El RD 738/2015 entró en vigor en septiembre del año 2015; se ha tomado como referencia el periodo de tres años para el cual se dispone ya de medidas definitivas para todos los meses comprendidos en él (a la fecha de recepción de la propuesta estaba aún pendiente la remisión de las medidas ‘C5’, elaboradas 10 meses tras la fecha de producción, de los meses correspondientes a agosto de 2018 en adelante).

Con carácter general, la CNMC valora positivamente la propuesta, dado que el uso de datos procedentes de las auditorias y pruebas de rendimiento permite ajustar la retribución a los costes reales y de esta manera evitar que se prolonguen posibles situaciones de divergencia entre unos y otros valores.

No obstante, sin perjuicio de la valoración general positiva, cabe destacar los siguientes comentarios que se desarrollan con más detalle en las Consideraciones Generales y buscan mejorar el ajuste de los parámetros retributivos a los costes reales:

*Uso de los grupos existentes más eficientes de cada instalación tipo como referencia para los parámetros a, b, c (costes variables de funcionamiento)*

Para la determinación del régimen retributivo adicional, a cada grupo se le asigna en función de sus características técnicas una instalación tipo (IT), la cual lleva asociados unos parámetros retributivos calculados por referencia a la actividad realizada por una «*empresa eficiente y bien gestionada*». Los parámetros a, b, c definen el consumo de combustible reconocido a efectos retributivos por el funcionamiento de un grupo (en termias por hora).

Se ha detectado que, en algunos casos, los consumos de combustible obtenidos en las pruebas de rendimiento anteriormente citadas de todos los grupos incluidos en una Instalación Tipo son superiores al consumo de combustible reconocido a efectos retributivos. La razón es que la propuesta actualiza los parámetros a, b, c de acuerdo con lo establecido por el RD 738/2015 en su Anexo III, el cual establece que de las curvas de consumo térmico reales se corregirán teniendo en cuenta «*la curva de consumo específico estándar de una central eficiente*». El fin último de esta corrección es generar un incentivo para la mejora del rendimiento en el consumo de combustible de los grupos, para que con el paso del tiempo tiendan al de la central eficiente.

Estas mejoras de eficiencia se pueden alcanzar por dos vías: la sustitución de los grupos existentes por nuevas instalaciones, o bien la realización de mejoras puntuales de equipos en los grupos existentes (si bien con ganancias de eficiencia que no pueden alcanzar a los de una nueva instalación).

Para las sociedades incluidas en [CONFIDENCIAL], la opción de sustituir las centrales existentes por otras nuevas (aunque fuera técnica y económicamente viable) se encuentra vetada por la Ley 17/2013, de 29 de octubre<sup>9</sup> y las mejoras

---

<sup>9</sup> La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares establece en su artículo 1.3 que “No se podrá otorgar el régimen retributivo adicional [...] a nuevas instalaciones en los sistemas insulares y extrapeninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial, [...] que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema”. Estarían exceptuadas de esta limitación “en el supuesto de establecimiento de cualquier mecanismo de asignación de nueva capacidad de producción, cuando no se superen los valores

de eficiencia pasan necesariamente por mejoras puntuales de equipos con ganancias de eficiencia limitadas. Considerar en este caso como central eficiente una nueva instalación podría dar lugar a unos consumos específicos de combustible difícilmente alcanzables.

De otro lado, hasta la fecha no se ha desarrollado procedimiento de concurrencia competitiva alguno —ni tampoco ningún concurso para la reducción de costes— encaminado a la instalación de nueva potencia conforme a lo previsto en el Capítulo IV ('Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional') del RD 738/2015. No es aventurado suponer que el tiempo transcurrido desde la iniciación de tales procedimientos (que partirían de la correspondiente propuesta de desarrollo normativo) hasta la puesta en servicio efectiva de las instalaciones se aproximaría a la duración de un período regulatorio.

Por ello se sugiere que el *benchmark* o referencia de comparación esté basado en las mejores instalaciones existentes, obviando transitoriamente incorporar la modelización de una «*central eficiente*» alejada del comportamiento real del actual parque de generación, en buena parte obsoleto o próximo al fin de su vida útil, tal y como se ha puesto de manifiesto en informes precedentes. Se propone partir de la información contenida en los informes de pruebas de rendimiento, que dan una medida de los consumos reales de combustible de los grupos existentes y tomar las centrales más eficientes de cada IT como referencia para el ajuste por eficiencia de los parámetros a, b, c de la retribución por costes variables de funcionamiento (consumo de combustible reconocido a efectos retributivos).

#### *Definición de los parámetros a, b, c en ciclos combinados teniendo en cuenta su modo de funcionamiento*

Cada una de las ITs en las que se clasifican las centrales de ciclo combinado presenta desde el punto de vista técnico varias curvas de consumo de combustible distintas (una por cada modo de funcionamiento)<sup>10</sup>. Sin embargo, desde el punto de vista estrictamente retributivo, la curva de consumo de combustible reconocido definida por los anteriormente citados parámetros a, b, c es única. Ello supone necesariamente asumir una aproximación, dado que son curvas de formas similares, pero diferentes, que no coinciden entre sí más que en puntos concretos; como resultado de esta aproximación, existen divergencias entre el consumo de

---

*de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda, y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover las instalaciones”, pero esta situación no se ha producido.*

<sup>10</sup> Un Ciclo Combinado posee una o varias turbinas de gas (TG) y una turbina de vapor (TV). Cada modo de funcionamiento consiste en una combinación de parte o todas estas turbinas (por ejemplo: 1TG o 'ciclo abierto', 1TG+1TV, 2TG+1TV, y hasta 3TG+1TV), lo que le permite alcanzar distintos rangos de potencia y velocidades de arranque.

Estos «parámetros técnicos y económicos de retribución» son objeto del anexo XII del RD 738/2015, y su actualización para el segundo periodo regulatorio es objeto del anexo I de la propuesta.

combustible reconocido retributivamente y el consumo de combustible efectivo de cada modo, si bien el despacho y consiguiente liquidación resulta así más ágil y sencillo.

En general las cantidades de consumo de combustible reconocido retributivamente en el modo de funcionamiento de Turbina de Gas en escape libre o de ciclo abierto (1TG) están por debajo del consumo de combustible en ese modo. Para el resto de modos (en principio los más habituales), que combinan el funcionamiento simultáneo de turbina(s) de gas y la turbina de vapor, en general las cantidades de consumo de combustible reconocido retributivamente están por debajo del consumo real a cargas, y por encima a cargas altas<sup>11</sup>.

Para minimizar posibles situaciones de sobre- o infra-retribución derivadas de la simplificación que introduce el considerar una única curva de combustible reconocido retributivamente, se recomienda valorar la posibilidad de que en la definición de los parámetros a, b, c de la retribución por costes variables de funcionamiento de los ciclos combinados se tenga en cuenta el modo de funcionamiento (tal y como ya se hace, por ejemplo, con los parámetros a' y b' de la retribución por costes de arranque).

*Las cotizaciones de referencia de los combustibles deberían considerar un área geográfica más próxima*

La actualización de los precios de combustible no es objeto de la propuesta (se aprueban habitualmente mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas), pero es un componente fundamental en el cálculo de los costes variables de funcionamiento la actualización de cuya parametrización ocupa la propuesta. Mientras las subastas para el suministro de combustible fósil no sean implementadas mediante otra propuesta de orden ministerial, conforme a lo previsto en los artículos 40.5 y 41 del RD 738/2015<sup>12</sup>, las referencias de cotizaciones usadas para determinar el precio de combustible deberían ser las más próximas disponibles a la ubicación de nuestros territorios no peninsulares (TNPs), lo que en el caso de Canarias supondría estar referidas al área Mediterránea (MED, ref. Génova), en vez de a Europa noroccidental (NWE, ref. Rotterdam); esta última referencia es la que se aplica en la actualidad.

---

<sup>11</sup> Cabe apuntar que, en los territorios no peninsulares, por su pequeño tamaño y las dificultades que su operación presenta, es más frecuente que en la península el funcionamiento de los grupos en modos y a niveles de carga alejados de los óptimos. Dicho de otro modo: En un sistema grande e interconectado, lo normal es trabajar casi siempre en ciclo combinado propiamente dicho, y con cargas próximas a la nominal; en un sistema pequeño y aislado, se trabaja como se pueda y haga falta.

<sup>12</sup> El mecanismo de subastas ya está contemplado en el artículo 40.5 del RD 738/2015, donde se establece que “*para la determinación del precio de combustible fósil se llevarán a cabo subastas de combustible*”, si bien no se ha llegado a desarrollar, por lo que es de aplicación la disposición transitoria tercera del propio RD 738/2015, la cual establece que los precios de producto se calcularán como medias de cotizaciones que para Canarias están referenciadas al mercado NWE.



## **4. CONSIDERACIONES GENERALES**

### **4.1 Sobre la reducción aplicada a los costes de estructura y servicios compartidos**

La MAIN indica que se ha reducido en un 28% la partida auditada de “*estructura y servicios compartidos*” incluidos en los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las distintas ITs, y que ese resultado se obtiene de considerar como *benchmark* o referencia los costes de estructura que tendría por MWh distribuido una empresa de distribución eficiente. No se incluye el detalle de los ratios calculados, por lo que los siguientes comentarios se hacen a nivel conceptual:

De un lado, tanto la actividad de producción en los TNP (por lo que atañe a la retribución adicional) como la distribución son actividades reguladas, por lo que se considera admisible tomar las compañías distribuidoras como referencia ante la dificultad de lograr una muestra representativa de compañías de generación ubicadas en territorios no peninsulares comparables y en las que esta actividad se encuentre segregada.

Habitualmente en estos pequeños sistemas aislados se mantienen verticalmente integradas todas las actividades, pues se ha solicitado y concedido la oportuna exención a la separación de actividades o *unbundling*. No es este el caso de España, donde se ha establecido una separación efectiva análoga a la existente en territorio peninsular. Esto complica la búsqueda de comparadores válidos a efectos de evaluar la eficiencia en los costes de estructura y servicios compartidos.

De otro lado, se considera que para realizar dicha evaluación sería más adecuado tomar como referencia el volumen del inmovilizado material gestionado, antes que la energía distribuida (o generada, en este caso). Los costes de estructura precisos para generar un MWh y para distribuirlo pueden ser significativamente distintos.

En particular, en el caso de la generación a partir de fuentes de energía fósiles tienen gran impacto los procesos gestión de compras y logística de combustible, que están ausentes en una distribuidora e, indirectamente, tendrían repercusión en los servicios prestados por la estructura de una compañía o grupo empresarial. Un *benchmark* basado en la comparación de los costes de estructura con el inmovilizado material relacionaría dichos costes con el volumen de activos gestionados y podría ser más representativo.

### **4.2 Sobre el fomento de la mejora de la eficiencia de los grupos mediante los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento de las instalaciones tipo**

De acuerdo con el artículo 32 del RD 738/2015 los parámetros a, b, c definen el consumo de combustible reconocido a efectos retributivos por el funcionamiento de un grupo (en termias/hora para cada potencia de funcionamiento).

Para su actualización, el RD 738/2015, en su Anexo III, indica que se partirá de las curvas de consumo térmico reales (procedentes de los Informes de pruebas de rendimiento realizados por [CONFIDENCIAL] y supervisadas por el OS), las cuales se corregirán teniendo en cuenta la curva de consumo específico de una central eficiente.

El fin último de esta corrección es generar un incentivo para la mejora de la eficiencia en el consumo de combustible de los grupos, para que con el paso del tiempo tiendan al de la central eficiente.

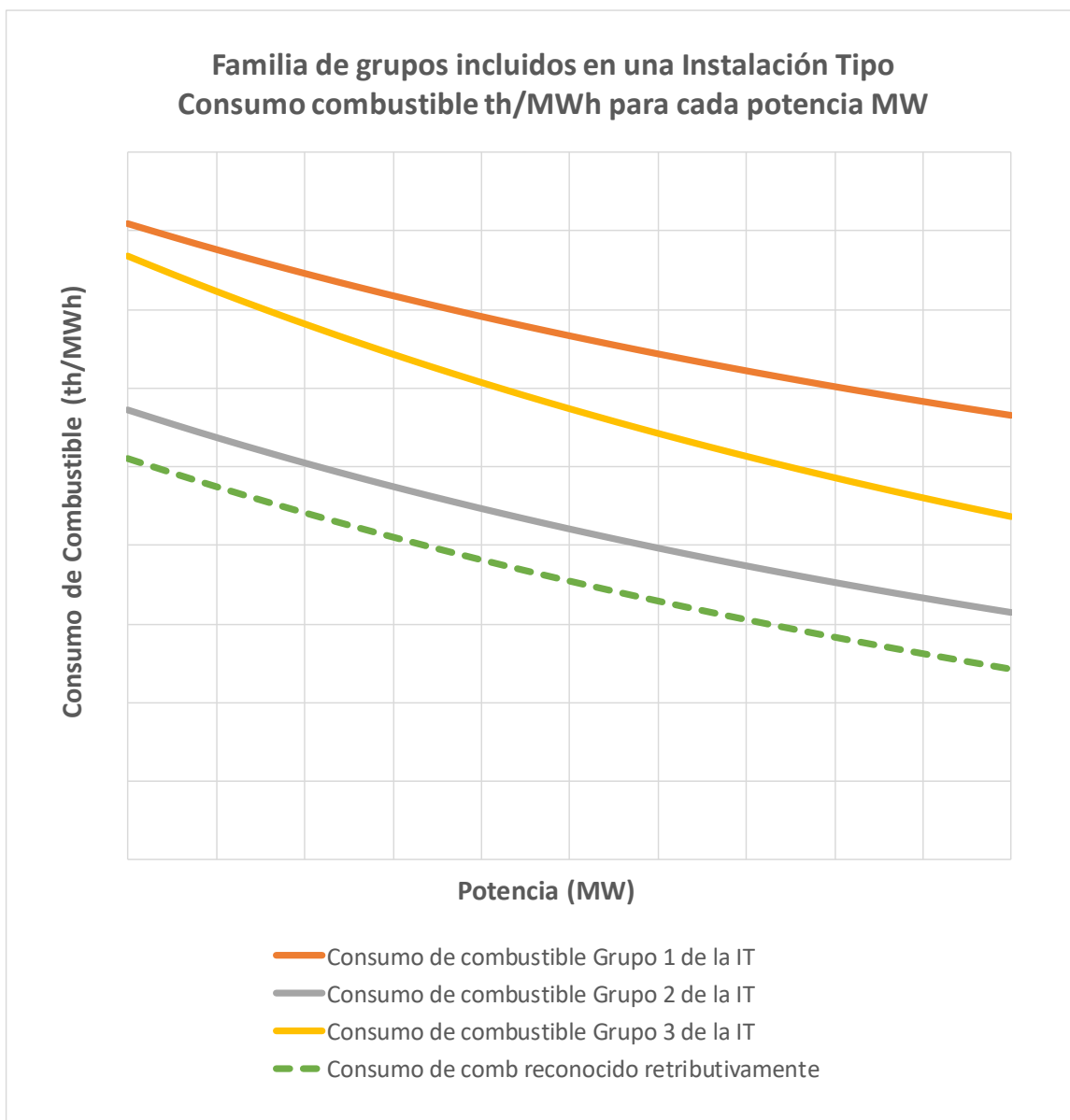
Estas mejoras de eficiencia se pueden alcanzar por dos vías: la sustitución de los grupos existentes por nuevas instalaciones, o bien la realización de mejoras puntuales de equipos en los grupos existentes (si bien con ganancias de eficiencia que no pueden alcanzar a los de una nueva instalación).

Para las sociedades incluidas en [CONFIDENCIAL], la opción de sustituir las centrales existentes por nuevas inversiones (aunque fuera técnica y económicamente viable) se encuentra limitada por la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares que establece en su artículo 1.3 que *“No se podrá otorgar el régimen retributivo adicional [...] a nuevas instalaciones en los sistemas insulares y extrapeninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial,[...] , que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema”*.

Estarían exceptuadas de esta limitación *“en el supuesto de establecimiento de cualquier mecanismo de asignación de nueva capacidad de producción, cuando no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda, y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones”*, pero esta situación no se ha llegado a dar.

Por ello las mejoras de eficiencia pasan necesariamente por mejoras puntuales de equipos con ganancias de eficiencia limitadas. Considerar en este caso como central eficiente una nueva instalación podría dar lugar a unos consumos de combustible reconocidos retributivamente que estuvieran por debajo de todos los grupos existentes y en algunos casos fueran difícilmente alcanzables.

Un ejemplo teórico de las situaciones que se pueden llegar a dar se muestra en la siguiente gráfica. En línea continua se representan los Consumos de combustible reales (en termias por MWh generado) de todas las centrales de una instalación tipo hipotética y en línea discontinua los Consumos reconocidos retributivamente con los nuevos parámetros a, b c.



En la situación representada, todos los grupos de la instalación tipo tendrían unos consumos reales de combustible superiores a los que se reconocen retributivamente, y por lo tanto potencialmente podrían llegar a tener una pérdida neta por cada MWh producido

Para mitigar esta posible situación se podría emplear como referencia la información contenida en los informes de pruebas de rendimiento. Estas pruebas son una medida de los consumos de combustible de los grupos existentes y por lo tanto son reales y más factibles de alcanzar. Cada instalación tipo incluye a distintos grupos, entre los cuales se podría seleccionar un conjunto de grupos más eficientes y con menores consumos que podría servir como referencia de central eficiente a los restantes grupos con consumos más elevados.

En el Anexo III se incluye la comparación entre los consumos reales de combustible y los consumos reconocidos retributivamente para varias de las instalaciones tipo más significativas, en donde se comprueba que la situación planteada anteriormente se llega a materializar.

#### **4.3 Sobre la definición de los parámetros a, b, c de las instalaciones tipo de ciclos combinados en función únicamente de su configuración (sin tener en cuenta su modo de funcionamiento)**

Para la determinación del régimen retributivo adicional a cada grupo se le asigna una instalación tipo en función de sus características técnicas, la cual lleva asociados unos parámetros retributivos calculados por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente.

Dentro del régimen retributivo adicional existen instalaciones tipo de centrales de ciclo combinado de dos configuraciones:

- Ciclo Combinado configuración 3x1 (tres turbinas de gas y una de vapor):  
(Instalación tipo IT-0014 en Baleares)
- Ciclo Combinado configuración 2x1 (dos turbinas de gas y una de vapor):  
(Instalación tipo IT-0013 en Baleares e IT-0065 en Canarias)

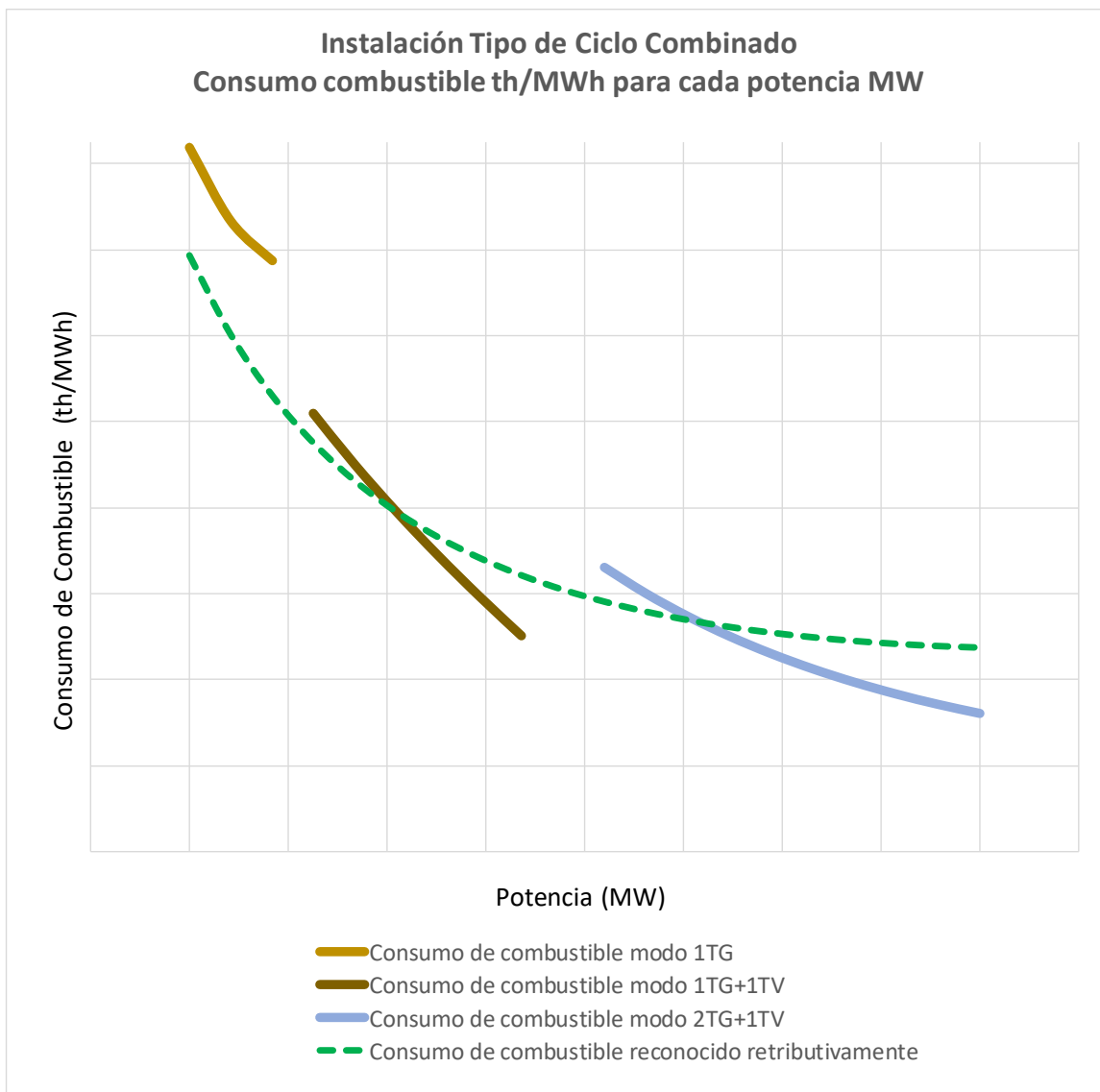
Asimismo, cada una de esas configuraciones puede trabajar en distintos modos de funcionamiento en función del número de Turbinas de Gas (TG) y Turbinas de Vapor (TV) que operen simultáneamente (1TG, 1TG+1TV, 2TG+1TV, 3TG+1TV); ello les permite alcanzar distintos rangos de potencia, y cada uno de estos modos de funcionamiento tiene una curva de consumo de combustible (en termias por MWh generado) distinta.

Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 32 y los correspondientes anexos del RD 738/2015, la retribución a percibir por el consumo de combustible derivado del funcionamiento de un grupo se establece en función unos parámetros (a, b, c) definidos únicamente en función de la configuración (ya sea ciclo combinado configuración 3x1, o ciclo combinado configuración 2x1).

Por lo tanto, aunque técnicamente existen varias curvas de consumo de combustible distintas en función del modo de funcionamiento, a nivel retributivo el consumo de combustible reconocido está representado por una única curva, que no coincide con ellas más que en puntos concretos, lo cual supone una aproximación que podría dar lugar a sobre- o infra-retribuciones.

Esta situación se puede visualizar en la gráfica adjunta, la cual representa el consumo de combustible (en termias por MWh generado) frente a potencia de

funcionamiento (en MW), para una instalación tipo de ciclo combinado configuración 2x1, trabajando en tres modos de funcionamiento distintos.



Las líneas continuas representan los Consumos de combustible reales por MWh por cada modo de funcionamiento de una instalación eficiente usada como referencia de instalación tipo. La línea discontinua representa el Consumo de combustible reconocido retributivamente a esa instalación eficiente.

Como se puede comprobar, esta última curva es una aproximación que solo coincide con las curvas de consumo por modo de funcionamiento en puntos concretos e introduce inexactitudes en las cantidades de combustible que se deberían reconocer retributivamente.

En este ejemplo teórico, en el modo de funcionamiento en Turbina de Gas a escape libre (1TG) las cantidades de combustible reconocidas retributivamente están por debajo del consumo de combustible en ese modo. En cambio, en los casos de los modos 1TG+1TV y 2TG+1TV el resultado dependería del rango de potencia: a potencias bajas se le reconocerían cantidades de combustible inferiores, y a altas cargas superiores a los de los modos correspondientes.

Para evitar esta situación se propone que para la definición de los consumos de combustible establecidos a efectos retributivos por los parámetros a, b, c se tenga en cuenta además de la configuración (ciclo combinado configuración 3x1 o ciclo combinado configuración 2x1), el modo de funcionamiento (1TG, 1TG+1TV, 2TG+1TV, 3TG+1TV).

En el Anexo IV a este informe se incluyen las situaciones concretas que se generan para los grupos reales incluidos en cada instalación tipo de ciclos combinados.

#### **4.4 Sobre la actualización del precio de combustible a aplicar en el cálculo de los costes variables de funcionamiento**

Aunque la actualización de los precios de combustible no es objeto de la propuesta, al ser un componente fundamental en el cálculo de los costes variables de funcionamiento, se considera oportuno observar que, en el marco normativo del RD 738/2015, el precio de combustible se plantea como un teórico *pass through* (es decir, idealmente no debiera ser una fuente beneficio ni pérdida para las empresas generadoras). Por ello, el precio de combustible debería ser lo más próximo posible a la realidad de mercado. A ello contribuiría la implementación del mecanismo de subastas y la utilización de cotizaciones referidas al área mediterránea, en el caso de Canarias.

En efecto, el cálculo de los precios de combustible a aplicar para la liquidación de los costes variables de funcionamiento se encuentra regulado en el artículo 40.5 y siguientes del RD 738/2015<sup>13</sup>, donde se establece que por orden se definirán los componentes del precio de cada uno de los combustibles fósiles y que para la determinación del precio de combustible fósil se llevarán a cabo subastas de combustible.

Sin embargo, este mecanismo de subastas no ha llegado a desarrollarse, por lo que actualmente es de aplicación la disposición transitoria tercera del propio RD

---

<sup>13</sup> Artículo 40.5. del RD 738/2015 en donde se establece que “*Los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación, prc (c,i,h,j), entre los que se incluirá la retribución por costes de logística [...] serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema y la información remitida por los titulares de las instalaciones de producción correspondientes a las facturas del suministro de combustible. Para la determinación del citado precio del combustible fósil se llevarán a cabo subastas de combustible*”.

738/2015, y los precios de combustible a aplicar para la liquidación de los costes variables de funcionamiento incluyen un precio de producto establecido mediante resolución semestral de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM)<sup>14</sup> basado en cotizaciones que para Canarias están referenciadas a la referencia NWE (North West Europe), cuando las Canarias se encuentran en el Atlántico, sí, pero geográficamente más próximas al área mediterránea (menos lejos de Génova que de Rotterdam).

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se considera que el coste de combustible se aproximaría más a la realidad si las referencias para Canarias estuviesen referenciadas al área mediterránea, al menos en tanto se implementa el mecanismo de subastas previsto en el repetido RD 738/2015.

#### **4.5 Sobre la deducción de los costes de capital circulante en los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación**

Para calcular la base de costes empleada para la actualización de los “Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación” se descuentan los costes de capital circulante incluidos en las auditorías. Esto resulta coherente con el artículo 35 del RD 738/2015, el cual establece que la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento es la destinada a cubrir los costes de materiales y trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada grupo (que se realizan en función de sus horas de funcionamiento), e incluye los consumos de fungibles y aditivos, pero no otros costes como los de capital circulante, que en particular las compañías integradas en [CONFIDENCIAL] sí incluyen en sus auditorías.

Este coste de capital circulante se corresponde con el coste asociado a la financiación temporal de los costes y su retribución hasta la efectiva percepción y cobro de la misma. Como ha puesto de manifiesto por la Intervención General de la Administración del Estado en su informe a la *Propuesta de Liquidación por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares* correspondiente al ejercicio 2014 (previo al RD 738/2015, pero ya posterior a la vigente LSE) en términos de eficacia este proceso cumple con su objetivo, pero en términos de eficiencia genera saldos de relevante cuantía a evitar.

Es de esperar que para el periodo regulatorio 2020-2025, en el que serán de aplicación los parámetros de la propuesta, este coste de capital circulante disminuya significativamente dado que actualmente se encuentra en tramitación

---

<sup>14</sup> Disposición transitoria tercera del RD 738/2015 en donde se establece que “*el precio del combustible se calculará como la suma del precio del producto [...] y la retribución por costes de logística*” y que “*los precios del producto por tipo de combustible se aprobarán semestralmente por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, [...] y se calcularán como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes a los seis meses inmediatamente anteriores, de los índices y cotizaciones*” que se referencian.

la *Propuesta de Real Decreto por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red europeos de conexión*, cuya disposición final cuarta modifica el RD 738/2015 incorporando los costes operativos definidos en el artículo 36 (peajes de acceso, pagos para la financiación del OS e Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica) en el cálculo efectuado por el OS para determinar los costes variables de generación de liquidación. Actualmente estos costes se incluyen en la liquidación definitiva, pero no en las liquidaciones provisionales a cuenta, pese a que por su naturaleza su importe es en gran medida fácil de anticipar aproximadamente.

Se considera positiva esta medida (en línea con las observaciones realizadas en sus comentarios a la propuesta arriba citada), puesto que permitirá garantizar a los sujetos de liquidación la recuperación de casi la totalidad de estos costes en las liquidaciones provisionales de periodicidad mensual, no teniendo que esperar para su compensación a la aprobación, por parte de la DGPEM, de la resolución de la liquidación definitiva de cada ejercicio. Ello dará lugar a una disminución de los costes de capital circulante muy significativa.

#### **4.6 Sobre los ahorros en el sistema derivados de la revisión de parámetros**

La MAIN estima un ahorro de unos 70 millones de euros al año derivada de la revisión de parámetros, pero no incluye un desglose por conceptos que permita determinar la fuente concreta de los ahorros para el Sistema y el reparto de los mismos. Se propone que para futuras revisiones se incluya el escenario de funcionamiento previsto que se ha tenido en cuenta para el cálculo de los ahorros y el ahorro desglosado por cada tipo de parámetro.

### **5. CONSIDERACIONES PARTICULARES**

#### **5.1 Sobre los parámetros de retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque en el caso del ciclo combinado de configuración 3x1**

En el caso de la revisión del parámetro “d” de retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos a arranques (€/arranque), se han seguido criterios de reparto distintos en función de si se trata de un ciclo combinado en configuración 2x1 o 3x1.

En el caso de los ciclos combinados de configuración 2x1 aparentemente se ha asignado un coste por arranque para las unidades de turbina de gas y otro para la turbina de vapor. Es decir, para cada modo de funcionamiento se han sumado los correspondientes a las unidades que se arrancan.

Sin embargo, en el caso del ciclo combinado de configuración 3x1 el reparto se ha hecho considerando que el incremento de costes de mantenimiento derivado del arranque de la segunda y tercera turbina de gas es igual al derivado del



arranque de la turbina de vapor. Se produce por tanto una inconsistencia con el enfoque adoptado para la configuración 2x1:

CC Configuración 3x1		Diferencia con modo anterior	
Funcionamiento	d (€/arranque)	Incremento (€)	Unidad adicional
1TG	6.184,325	6.184	TG1
1TG+1TV	10.306,217	4.122	TV
2TG+1TV	14.428,110	4.122	TG2
3TG+1TV	18.550,003	4.122	TG3
CC Configuración 2x1 Baleares		Diferencia con modo anterior	
Funcionamiento	d (€/arranque)	Incremento (€)	Unidad adicional
1TG	3.449,984	3.450	TG1
1TG+1TV	5.174,976	1.725	TV
2TG+1TV	8.624,960	3.450	TG2
CC Configuración 2x1 Canarias		Diferencia con modo anterior	
Funcionamiento	d (€/arranque)	Incremento (€)	Unidad adicional
1TG	6.195,456	6.195	TG1
1TG+1TV	9.346,127	3.151	TV
2TG+1TV	15.541,583	6.195	TG2

Se propone que se unifique la metodología para evitar que en las transiciones entre modos del ciclo combinado configuración 3x1 se puedan generar, de forma puntual, costes negativos.

## 6. CONCLUSIÓN

Esta Sala de Supervisión Regulatoria considera adecuada la revisión de los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, realizada de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 738/2015, sin perjuicio de los aspectos reflejados en las consideraciones generales y particulares anteriormente expuestas, especialmente en lo referido a los parámetros a, b, c de la retribución por costes variables de funcionamiento de las instalaciones tipo.

En particular, se sugiere que la referencia de comparación esté fundamentada en las mejores instalaciones existentes, obviando transitoriamente incorporar la modelización de una «*central eficiente*» alejada del comportamiento real del actual parque de generación. Además, se recomienda valorar la posibilidad de que en la definición de los parámetros a, b, c de la retribución por costes variables de funcionamiento de los ciclos combinados se tenga en cuenta el modo de funcionamiento (tal y como ya se hace, por ejemplo, con los parámetros a' y b' de la retribución por costes de arranque).

**ANEXO 1: VARIACIÓN DE LOS VALORES UNITARIOS DE LA ANUALIDAD DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO FIJOS DE LAS INSTALACIONES TIPO (€/MW)**

Balears					
Tecnología	Potencia NETA (MW)	IT	RD738/2015	Propuesta	% Variación
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	IT-0001	78.584	78.584	0%
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0002	55.125	55.125	0%
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0003	46.559	42.369	-9%
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0004	55.299	55.299	0%
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2				
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4				
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14				
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0005	66.778	47.541	-29%
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0006	21.540	42.195	96%
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0007	36.194	43.864	21%
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0008	27.633	45.288	64%
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0009	19.072	33.042	73%
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0010	13.017	13.017	0%
Turbinas de vapor de Carbón		IT-0011	46.065	67.092	46%
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0012	21.698	21.698	0%
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60				
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80				
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	32.717	24.327	-26%
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	32.717	24.829	-24%
Hidráulica					
Canarias					
Tecnología	Potencia NETA (MW)	IT	RD738/2015	Propuesta	% Variación
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5				
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0050	63.190	53.938	-15%
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0051	53.371	84.976	59%
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0052	63.389	57.402	-9%
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2	IT-0053	141.808	159.476	12%
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4	IT-0054	141.808	121.543	-14%
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14	IT-0055	116.391	71.587	-38%
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0056	76.550	44.829	-41%
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0057	24.693	44.413	80%
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0058	41.491	64.059	54%
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0059	31.678	53.758	70%
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0060	21.864	51.168	134%
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0061	14.923	14.923	0%
Turbinas de vapor de Carbón					
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0062	24.873	24.873	0%
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	IT-0063	23.139	23.139	0%
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	IT-0064	21.941	35.648	62%
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0065	37.503	29.712	-21%
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0066	37.503	37.503	0%
Hidráulica				129.857	
Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia NETA (MW)	IT	RD738/2015	Propuesta	% Variación
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	IT-0100	90.083	90.083	
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12				
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20				
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20				
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2	IT-0101	141.808	83.386	-41%
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4	IT-0102	141.808	141.808	0%
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14	IT-0103	116.391	85.797	-26%
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0104	76.550	76.550	0%
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0105	24.693	24.693	0%
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0106	41.491	101.023	143%
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0107	31.678	64.994	105%
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50				
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50				
Turbinas de vapor de Carbón					
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40				
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60				
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80				
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250				
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250				
Hidráulica					



**ANEXO 3: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS REALES DE COMBUSTIBLE Y LOS CONSUMOS RECONOCIDOS RETRIBUTIVAMENTE PARA LAS FAMILIAS DE CENTRALES INCLUIDAS EN VARIAS INSTALACIONES TIPO.**

[CONFIDENCIAL]

**ANEXO 4: COMPARATIVA ENTRE LOS CONSUMOS REALES DE COMBUSTIBLE Y LOS CONSUMOS RECONOCIDOS RETRIBUTIVAMENTE PARA LOS GRUPOS INCLUIDOS EN LAS INSTALACIONES TIPO DE CICLOS COMBINADOS**

[CONFIDENCIAL]

**ANEXO 5: SÍNTESIS DE LAS ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

[CONFIDENCIAL]

**ANEXO 6: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

[CONFIDENCIAL]