

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DEL PRECIO DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP) COMO COMBUSTIBLE Y SE DEFINEN NUEVAS INSTALACIONES TIPO A EFECTOS DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADAS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

Expediente: IPN/CNMC/033/23

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Consejeros

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D.^a. María Jesús Martín Martínez

Secretaria del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 9 de enero de 2024

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaria de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en relación con la 'Propuesta de Orden por la que se establece el método de cálculo del precio de los gases licuados del petróleo (GLP) como combustible y se definen nuevas instalaciones tipo a efectos del régimen retributivo adicional de las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares (TNP)' (en adelante la propuesta), el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 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 de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, emite el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

Con fecha 10 de noviembre de 2023 tuvo entrada en el registro de la CNMC oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) adjuntando la propuesta para informe, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN), siendo remitida el día 13 de noviembre a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de 10 días hábiles a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación. El listado de respuestas recibidas se adjunta como Anexo 1 a este informe.

La propuesta establece la metodología de cálculo del precio de los combustibles GLP —mezcla de gases propano y butano— en el TNP de Canarias a efectos de liquidación y de despacho en base al procedimiento de subastas para el suministro de combustibles regulado en la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre¹ (Orden TED/1315/2022), cuyo artículo 5 aprueba el empleo de los GLP como combustible en grupos generadores ubicados en Canarias.

Adicionalmente, la propuesta establece nuevas Instalaciones Tipo (en adelante, IT's) para motores de gas, que podrán emplear, entre otros, los combustibles GLP y gas natural en su operación, así como establece los valores de sus parámetros retributivos —técnicos y económicos— que les son de aplicación para el segundo periodo regulatorio 2020-2025 a efectos del cálculo del régimen retributivo adicional (RRA) establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio² (RD 738/2015). Podrán así participar en un próximo procedimiento de concurrencia competitiva para la provisión de nueva potencia de generación³.

El fundamento jurídico de la propuesta emana de los siguientes preceptos del RD 738/2015:

- Artículo 6.5 de la Orden TED/1315/2022 en lo referente a la habilitación para la aprobación del método de cálculo del precio de nuevos combustibles aprobados —como es el caso del GLP— mediante orden ministerial.

¹ Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas.

² 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.

³ La propuesta explica que las IT's existentes no serían representativas para el uso del GLP en motores de gas, por no reflejar exactamente sus particularidades, lo que supondría una barrera para su participación en un procedimiento de concurrencia competitiva.

- Disposición final primera del RD 738/2015 en lo concerniente a la definición de nuevas ITs para motores de gas.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

El proyecto comprende una propuesta y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN); la propuesta consta a su vez de preámbulo, 7 artículos agrupados en 3 capítulos, 1 disposición adicional, 1 disposición transitoria, 2 finales y 2 anexos.

El Capítulo I recoge el objeto anteriormente expuesto y el ámbito de aplicación, que comprende los grupos generadores de energía eléctrica ubicados en los TNP que tengan otorgado RRA de acuerdo con lo establecido en el RD 738/2015.

El Capítulo II abarca los artículos 3 al 6, que establecen el método de cálculo del precio de los combustibles GLP a efectos de liquidación y a efectos de despacho, así como su poder calorífico inferior (PCI). Igualmente, disponen los respectivos precios de referencia para propano y butano, así como los precios de salida para la realización de subastas de combustibles (un 10% superior a los de referencia). Los referidos precios de referencia se establecen a partir de cotizaciones FOB Argelia en el mercado Mediterráneo, a las que se añade un diferencial con los fletes de la ruta *Algeria-Med*.

El Capítulo III, recoge únicamente el artículo 7, el cual define las nuevas IT's para la tecnología 'motores de gas' en función de distintos rangos de potencia neta y el TNP en el que se ubiquen.

La disposición adicional única establece que, en todo lo no regulado en la propuesta, será de aplicación lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el RD 738/2015 y en la Orden TED/1315/2022.

La disposición transitoria única determina los precios del combustible y del PCI de los GLP que serán de aplicación hasta la resolución de la primera convocatoria de subasta de combustibles de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la Orden TED/1315/2022.

Las disposiciones finales primera y segunda establecen, respectivamente, los títulos competenciales y la fecha entrada en vigor de la propuesta, que se fija en el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado («BOE»).

El anexo I recoge los costes de logística y el valor provisional de PCI a efectos de liquidación y despacho de los combustibles GLP, y el anexo II fija los valores de los parámetros retributivos técnicos y económicos de liquidación de las nuevas IT's para motores de gas para el segundo periodo regulatorio, concretamente:

- Valores de inversión unitaria (por kW neto) de referencia: parámetros k y l.
- Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (O&MF⁴) 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.MW²).
- Valores de los parámetros a', b' de la retribución por costes de arranque asociados al combustible de las instalaciones tipo, expresados en (te) y (h), respectivamente.
- Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación (O&MVLI⁵) 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).

La MAIN no evalúa el impacto económico global que supondrían las distintas medidas que plantea la propuesta. No obstante, estima que la sustitución del combustible gasoil 0,1% por GLP —asumiendo una mezcla de propano y butano al 50%— supondría un descenso de aproximadamente el 20% en la retribución por combustible de las correspondientes instalaciones de generación. Por el contrario, la sustitución de fuel oil BIA 1% por GLP supondría un incremento del 30% (las estimaciones tendrían en cuenta exclusivamente el efecto del diferencial de precios de acuerdo con los precios establecidos para estos combustibles en las Resoluciones de 15 de junio y 5 de agosto de 2023 de la DGPEM⁶ y en el artículo 4 de la propuesta).

⁴ La anualidad de la retribución por O&MF de un grupo retribuirá los siguientes conceptos de costes operativos de la central que son independientes de la producción, soportados por una empresa eficiente y bien gestionada: costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

⁵ La retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento es la destinada a cubrir a los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada grupo, que se realizan en función de sus horas de funcionamiento, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de los mismos. Se incluyen en este concepto los consumos de fungibles y aditivos.

⁶ Resolución de 5 de agosto de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto, precios de combustible en puerto, e impuestos especiales, aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el primer semestre del año 2022 y para la hulla en el año 2022, a aplicar en la liquidación de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

Resolución de 15 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil

3. CONSIDERACIONES GENERALES

3.1. Sobre los costes de logística

Con carácter previo, se recuerda que, el artículo 6.2 de la Orden TED/1315/2022 define los costes de logística de los combustibles fósiles en los TNP (a excepción del gas natural en Baleares) como aquellos necesarios para «[...] llevar el combustible desde los puertos de descarga que se recogen en el anexo I hasta la central. Estos costes incluirán los conceptos de traslado del combustible desde los puertos señalados hasta la central, descarga, servicios portuarios, almacenamientos intermedios, control y adecuación de calidad. En Canarias y Melilla incluirá, además, aquellos costes operativos asociados a la regasificación del gas natural licuado.»

El artículo 3 de la propuesta establece que el precio de los combustibles GLP a efectos de liquidación se calculará mensualmente como la suma del precio de combustible en puerto, la retribución por costes de logística y, en su caso, los impuestos que sean de aplicación. Además, en lo que se refiere a los costes de logística, el antedicho artículo dispone que estos podrán ser revisados por orden ministerial cada tres años, con anterioridad al inicio del nuevo periodo de tres años, y previo informe de la CNMC.

Por su parte, el Anexo I establece los valores concretos de estos costes en función de la isla en la que se ubique el grupo generador dentro del TNP canario, oscilando desde los 21,34 €/tm en Gran Canaria hasta los 326,28 €/tm en El Hierro. Igualmente, contempla dentro de los costes de logística aquellas cuotas extraordinarias que, en su caso y con carácter estatal, pudieran aprobarse para su abono a la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos (CORES).

A este respecto, se hace ver que los valores de los costes de logística para los GLP que establece la propuesta son idénticos a los establecidos, respecto a las mismas ubicaciones, en el Anexo II de la Orden TED/1315/2022 para el combustible gasoil. Aun cuando quepa esperar una relación de proporcionalidad similar (por ejemplo, en los costes comparados entre las islas capitalinas y las demás), sorprende que se establezcan valores *iguales*, en términos absolutos expresados en [€/tm], para combustibles distintos. La MAIN no explica si asume que realmente los costes serían coincidentes, o bien toma provisionalmente los del gasoil como referencia inicial. Se sugiere la revisión de estos datos y, en su caso, justificar su adopción.

Adicionalmente, se recomienda contemplar, dentro de los costes de logística, aquellos costes operativos asociados a la vaporización (en los que necesariamente deben incurrir los generadores de energía eléctrica que utilicen

en el segundo semestre del año 2022, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

el GLP como combustible), en coherencia con lo dispuesto en la Orden TED71315/2022 respecto a los costes asociados a la regasificación para el combustible gas natural.

3.2. Sobre los precios de referencia para la realización de las subastas

El artículo 4 de la propuesta define dos tipos de precios en relación con la subasta para los combustibles GLP —propano y butano— utilizados en Canarias: los precios de referencia y los precios de salida, respectivamente.

Para la estimación de los precios de referencia de propano y butano, la propuesta establece que se determinarán a partir de las cotizaciones mensuales FOB⁷ en el mercado Mediterráneo (*Algerian-Med*), a las que se añadirá un diferencial con los fletes⁸ mensuales medios correspondientes a ruta '*Algeria-Med*' (al no estar recogidos los mismos en dichas cotizaciones FOB). Por su parte, el precio de salida de la subasta se calculará incrementando como máximo un 10% los precios de referencia de los combustibles GLP. Por consiguiente, tanto el precio de salida como el precio resultante de la subasta —fijado a su vez como un porcentaje de reducción respecto del precio de salida— se determinarán a partir del precitado precio de referencia.

Por otro lado, la disposición adicional única de la propuesta señala que, en todo lo no regulado para los combustibles GLP, aplicará, entre otros, lo previsto en la Orden TED 1315/2022, cuyo artículo 13.4 establece que, en el supuesto de que no se pudiera fijar el precio de combustible a retribuir mediante el procedimiento de subasta, el precio de referencia será tomado como valor subsidiario a estos efectos.

Por otra parte, se señala (tal y como se puso de manifiesto en el Informe sobre la «*Propuesta de Orden por la que se ejecuta la Sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 recaída en el RCA 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional y se revisan otras cuestiones técnicas*⁹», aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) con fecha 20 de septiembre de 2022), que el precio de referencia es clave —se alcance o no un resultado en la subasta— para determinar el precio del combustible a emplear en el cálculo del RRA de las instalaciones convencionales que empleen ese combustible. Por ello, es importante adecuar el precio de referencia de los combustibles —en este caso

⁷ Algerian Postings-Propane FOB Bethouia CP, publicado por Platt's en el «LPGASWIRE». Algerian Postings-Butane FOB Argelia CP, publicado por Platt's en el «LPGASWIRE»

⁸ Publicados por Poten and Partners en el «LPG in World Markets», en \$/t.

⁹ IPN/CNMC/019/22. <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01922>

los GLP en Canarias— a la situación de mercado de sus aprovisionamientos, así como atender a referencias consideradas representativas de dicho mercado.

Como se ha expuesto, la propuesta establece un precio de referencia para los GLP butano y propano en Canarias basado en cotizaciones FOB en el mercado Mediterráneo, justificando esta elección en que considera dicho mercado el más representativo para el aprovisionamiento de estos gases en dicho TNP en 2022 —si bien matiza que para otros fines distintos a la generación eléctrica—.

La propuesta coincide con la recomendación hecha por esta CNMC con motivo de informes precedentes¹⁰, que se inclinaban por emplear referencias vinculadas a cotizaciones del mercado Mediterráneo por razones de proximidad geográfica y por analogía con el aprovisionamiento para usos no eléctricos;

Ahora bien, la actual estructura de aprovisionamientos de GLP a nivel nacional aconseja tener en cuenta no solo la referencia argelina, sino también la referencia del Mar del Norte-NWE (*Argus North Sea Index*, publicado por Argus en el “Argus International LPG”). De hecho, ambas referencias, ponderadas al 80% y 20% respectivamente, son las que contempla la fórmula de determinación de precios máximos de los GLP sometidos a precios regulados (GLP canalizado y los formatos mayoritarios de GLP envasado) por considerarse que son las que reflejan más fielmente la realidad del mercado¹¹. El uso de estas referencias a nivel nacional es extrapolable al mercado canario pues el GLP que se consume en Canarias procede mayoritariamente de la Península o de operadores que a su vez se aprovisionan del mercado argelino y del NWE.

En línea con lo anterior, se hace ver que el artículo 13 (‘Precios de referencia dentro de los componentes del precio de combustibles fósiles para la realización de las subastas’) de la Orden TED/1315/2022, optó por establecer la utilización de cotizaciones CIF NWE (referencia *North-West Europe*, Rotterdam), en lugar de cotizaciones FOB Med (referencia Génova / Lavera) para el resto de los combustibles fósiles utilizados en Canarias (distintas calidades de fueloil, diésel oil y gasóleo), en tanto que para los territorios de Baleares, Ceuta y Melilla se emplean cotizaciones CIF Med.

En consecuencia, para la determinación de los precios de referencia de los combustibles GLP (y, por ende, de los precios de salida de las correspondientes subastas, ligados a los anteriores) se recomienda emplear, tanto para el propano como para el butano, la referencia FOB argelina (*Algerian Postings FOB Bethouia CP*) y el índice FOB ANSI (*Argus North Sea Index*), ponderados al 80% y 20%, respectivamente. Como fletes a tener en cuenta para añadir a la citada

¹⁰ IPN/CMC/029/19. <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02919>

¹¹ Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.

referencia FOB, se recomienda emplear los fletes de las rutas *Algeria-Med* y *North Sea-Med*, ambos publicados en el “*LPG in World markets*” de Poten and Partners.

4. CONSIDERACIONES PARTICULARES

4.1. Sobre la caracterización de las Instalaciones Tipo para motores de gas

El artículo 7 de la propuesta define nuevas IT's para las instalaciones de generación con tecnología motor de gas —identificadas mediante su correspondiente código— en función de su potencia neta y el TNP donde se ubiquen.

Los criterios elegidos por la propuesta —de tamaños (4 rangos de potencia¹²) y ubicación (*todos* los TNP)— para la caracterización de la familia tecnológica motores de gas son análogos a los establecidos en el RD 738/2015 para la clasificación de los grupos diésel 4 tiempos (en adelante, grupos diésel), lo cual se considera adecuado al ser los motores de gas una buena alternativa tecnológica —debido a su mayor eficiencia y sostenibilidad— para renovar los envejecidos grupos diésel de las centrales de tamaño pequeño o medio, ubicadas en los distintos TNP. Por tanto, se comparten los criterios seleccionados para la determinación de las nuevas IT's para motores de gas por ser posiblemente los más apropiados a estos efectos. No obstante lo anterior, en el caso de Ceuta, se sugiere eliminar la mención a este TNP en el artículo 7 de la propuesta, ya que los GLP y el gas natural no han sido reconocidos como combustibles de generación eléctrica a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con RRA para dicho territorio.

De otro lado, una vez adoptados los criterios anteriormente descritos, la propuesta plantea 8 nuevas IT's¹³ para la familia tecnológica motores de gas sobre un total de 12 posibles; esto es, estas IT's englobarían todos los TNP (Baleares, Canarias y, de forma conjunta, Melilla y Ceuta), pero no todos los rangos de potencia definidos para dicha tecnología (en el caso de Baleares se excluyen las bandas de potencia inferiores a 14 MW y en el caso de Ceuta y Melilla el rango superior entre 14 y 25 MW). No existe, por tanto, una homogeneidad —respecto al número de nuevas IT's definidas— entre los distintos TNP.

La antedicha caracterización es, sin embargo, coincidente con la contemplada en el RD 738/2015 para los grupos diésel (idéntico número de IT's y mismo esquema de ordenación —de tamaños y ubicación—). Se recuerda que la

¹² La propuesta establece los siguientes 4 rangos de potencia instalada: inferior a 2 MW, entre 2 y 4 MW, entre 4 y 14 MW y entre 14 y 25 MW.

¹³ Identificadas con códigos IT's 0020 en Baleares, 0070 a 0073 en Canarias y 0110 a 0112 en Ceuta y Melilla.

clasificación de la familia tecnológica grupos diésel se basa en razones ‘históricas’: se definió circunscribiéndose a la tipología de estas plantas ya en operación, todo ello con el objeto de establecer una correspondencia, sin solución de continuidad, entre la parametrización contemplada en normativa precedente y la establecida por el RD 738/2015.

Por otra parte, la definición de las nuevas IT’s para motores de gas persigue, entre otros, el objetivo de permitir su participación en futuros procedimientos de concurrencia competitiva (para el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad que da derecho a la asignación de un RRA), hasta la fecha restringido a IT’s ya existentes.

Dado que ahora se introduce una nueva tipología, cabe plantearse si habría que contemplar alguna combinación adicional de tamaño y territorio (no se entiende que la propuesta excluya determinados rangos de potencia en la caracterización de las nuevas IT’s, ya que se estaría limitando —al tamaño de las instalaciones ya existentes— las posibilidades de penetración de esta tecnología en los antedichos TNP). En particular, se comprende que en el caso de Melilla la propuesta obvie el rango de tamaño superior (entre 14 y 25 MW), pues el reducido tamaño de estos TNP aconseja una mayor modularidad, pero se recomienda considerar la definición de nuevas IT’s —así como sus correspondientes parámetros retributivos— para aquellos rangos de potencia menores a 14 MW en Baleares.

Finalmente, como mejora de redacción, se recomienda incluir explícitamente las unidades en que se expresan las magnitudes; en particular, para la potencia se aconseja utilizar megavatios (MW).

4.2. Sobre los parámetros técnicos y económicos de las Instalaciones Tipo para motores de gas

La propuesta establece el conjunto de parámetros técnicos y económicos de las IT’s para motores de gas que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica con RRA durante el periodo regulatorio 2020-2025. Dichos parámetros contemplan, entre otros, los siguientes: técnicos (a, b y c, a’ y b’) y económicos (O&MF y O&MVLI y d), definidos a su vez en los artículos 29, 32, 33 y 35 del RD 738/2015. En particular, los parámetros a, b y c definen el consumo de combustible reconocido a efectos retributivos por el funcionamiento de un grupo (en termias/hora para cada potencia de funcionamiento).

No obstante lo anterior, la propuesta —desde su preámbulo a la MAIN— no incluye una descripción detallada de cómo se han inferido los valores de dichos parámetros. Para comprobar la coherencia y razonabilidad del conjunto de datos establecidos, así como detectar posibles anomalías —identificando, por ejemplo, valores atípicos—, se han realizado distintos análisis comparativos, de modo no

exhaustivo y con base en la analogía expuesta anteriormente con las IT's de los grupos diésel.

En particular, en lo que se refiere a los parámetros técnicos a, b y c propuestos (que definen la retribución por costes variables de funcionamiento), se ha realizado una comparativa de los consumos de combustible reconocidos a las nuevas IT's para motores de gas con los consumos reconocidos a las IT's grupos diésel en la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre¹⁴. Asimismo, y con el fin de enriquecer este estudio, se han tenido en cuenta también los consumos reales (en termias MWh generado) de aquellos grupos con tecnología grupos diésel (de las mismas características en cuanto a ubicación y tamaño) que dispongan de Informes de supervisión de pruebas de rendimiento realizados por el Operador del Sistema (OS). En el anexo 4 de este informe se incluye la comparativa de las referidas curvas de consumo de combustible.

El resultado obtenido en este análisis muestra, con carácter general, que el consumo de combustible reconocido en la propuesta para motores de gas sería inferior al reconocido actualmente para los grupos diésel, (también sería inferior a los consumos reales de los grupos existentes considerados en el estudio — salvo para los rangos de potencia menores a 4 MW—). Este resultado es coherente con la mayor eficiencia energética que aportarían los nuevos motores de gas frente a los viejos grupos diésel. Por tanto, se considera que los parámetros a, b y c propuestos arrojan valores esperables de consumo específico para esta tecnología, reflejando, en gran medida, una mayor eficiencia energética respecto a la familia grupos diésel.

De otro lado, en lo que se refiere a los parámetros económicos O&MF y O&MVL, con carácter general, la propuesta reconoce igualmente unos valores inferiores a las IT's motores de gas frente a IT's grupos diésel comparables. Esto apoya el criterio expuesto en el párrafo anterior de que los nuevos motores de gas presentarían costes de funcionamiento, mantenimiento y conservación etc. más bajos que los viejos grupos diésel.

De otro lado, y en lo que se refiere a las IT's motores de gas identificadas con los códigos 0020 y 0110¹⁵, la propuesta determina unos valores para el parámetro O&MF idénticos —o casi— a los establecidos para los análogos grupos diésel; por el contrario, especifica unos valores muy inferiores para el parámetro O&MVL respecto a los establecidos para los mismos grupos diésel.

¹⁴ Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, 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.

¹⁵ El código IT-0020 se corresponde con instalaciones de potencia instalada entre 14 MW y 25 MW ubicadas en Baleares.

El código IT-0110 se corresponde con instalaciones de potencia instalada menos de 2 MW ubicadas en Ceuta y Melilla.

Esta discrepancia no ocurre para el resto de nuevas IT's; dado que no se ha aclarado su posible causa en la propuesta, se sugiere la revisión de estos datos.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, esta Comisión reconoce que, si bien no se han podido confirmar los valores concretos propuestos para los parámetros técnicos y económicos de las nuevas IT's, dichos valores resultarían razonables para esta tecnología al guardar coherencia con sus homónimos establecidos para los grupos diésel y no estar muy alejados de los teóricamente esperables.

5. CONCLUSIÓN

El Pleno de la CNMC considera adecuado el método de cálculo del precio de los combustibles GLP y la definición de nuevas instalaciones tipo a efectos del RRA de las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los TNP, sin perjuicio de los aspectos reflejados en las consideraciones generales y particulares anteriormente expuestas y que se detallan a continuación:

- **En cuanto a los costes de logística**, se recomienda revisar los valores propuestos para los distintos TNP canarios por ser coincidentes con los establecidos, respecto a las mismas ubicaciones, en el Anexo II de la Orden TED/1315/2022 para el combustible gasoil. Se establecerían valores iguales, en términos absolutos expresados en [€/tm], para combustibles que son distintos.

Adicionalmente, se propone, contemplar dentro de los costes de logística, aquellos costes operativos asociados a la vaporización (en los que necesariamente deben incurrir los generadores de energía eléctrica que utilicen el GLP como combustible) en coherencia con lo dispuesto en la Orden TED71315/2022 respecto a los costes asociados a la regasificación para el combustible gas natural.

- **En relación con el precio de referencia para la realización de las subastas**, se recomienda emplear, tanto para el propano como para el butano, la referencia FOB argelina (*Algerian Postings FOB Bethouia CP*) y el índice FOB ANSI (*Argus North Sea Index*), ponderados al 80% y 20%, respectivamente en línea con la fórmula de determinación de precios máximos de los GLP sometidos a precios regulados (GLP canalizado y los formatos mayoritarios de GLP envasado). Como fletes a tener en cuenta para añadir a cada referencia FOB, se recomienda emplear, respectivamente, el flete de la ruta *Algeria-Med* y el de la ruta *North Sea-Med*, ambos publicados en el "LPG in World markets" de Poten and Partners.
- **En lo que se refiere a la caracterización de las nuevas IT's para motores de gas**, es coincidente con la contemplada en el RD 738/2015 para los grupos diésel: se recogen 8 nuevas IT's sobre un total de 12 posibles, basadas en una clasificación que combina tres tipos de TNP (Baleares,

Canarias y, de forma conjunta, Melilla y Ceuta) y cuatro tamaños, definidos por rangos de potencia.

Ahora bien, la clasificación de las IT's de los grupos diésel se basa en razones 'históricas': se definió circunscribiéndose a la tipología de estas plantas ya en operación, con objeto de establecer una correspondencia, sin solución de continuidad, entre la parametrización contemplada en normativa precedente y la establecida por el RD 738/2015. Dado que ahora se introduce una nueva tipología, cabe plantearse si habría que contemplar alguna combinación adicional de tamaño y territorio.

En particular, se comprende que en el caso de Melilla y Ceuta se obvie el rango de tamaño superior (entre 14 y 25 MW), pues el reducido tamaño de estos TNP aconseja una mayor modularidad, pero se recomienda considerar la definición de nuevas IT's —así como sus correspondientes parámetros retributivos— para aquellos rangos de potencia menores a 14 MW en Baleares.

- **Sobre los parámetros técnicos y económicos de las IT's para motores de gas**, la propuesta no incluye una descripción detallada de cómo se han inferido los valores concretos de los mismos. Para comprobar la coherencia del conjunto de los datos establecidos, así como detectar posibles anomalías, se han realizado distintos análisis comparativos, de modo no exhaustivo y con base en la analogía expuesta con las IT's de los grupos diésel. Si bien dichos análisis no permiten certificar los valores concretos propuestos para los referidos parámetros técnicos y económicos, si permiten confirmar que estos resultan razonables para esta tecnología al guardar coherencia con sus homónimos establecidos para los grupos diésel y no estar alejados de los teóricamente esperables.

Notifíquese el presente informe a la Secretaría de Estado de Energía y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

ANEXO 1: Alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad

Se han recibido alegaciones de:

- DISA GAS, S.A.

Asimismo, el Consejo de Consumidores y Usuarios (CCU) y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) han remitido informe de 'no alegaciones'.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

ANEXO 2:

Comparación de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (O&MF): instalaciones tipo existentes (grupos diésel) vs. nuevas instalaciones tipo (motores de gas).

Valores expresados en (€/MW)

Baleares					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2					
2 ≤ Potencia < 4					
4 ≤ Potencia < 14					
14 ≤ Potencia < 25*	IT-0005	IT-0020	51.617	51.311	-1%

Canarias					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2	IT-0053	IT-0070	193.017	162.522	-16%
2 ≤ Potencia < 4	IT-0054	IT-0071	171.886	144.008	-16%
4 ≤ Potencia < 14	IT-0055	IT-0072	82.927	72.236	-13%
14 ≤ Potencia < 25*	IT-0056	IT-0073	45.710	44.824	-2%

Ceuta y Melilla					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2	IT-0101	IT-0110	85.656	85.656	0%
2 ≤ Potencia < 4	IT-0102	IT-0111	141.808	87.972	-38%
4 ≤ Potencia < 14	IT-0103	IT-0112	97.649	90.289	-8%
14 ≤ Potencia < 25*	IT-0104				

* El rango de potencia para los motores diésel se sitúa entre 14 y 24 MW.

ANEXO 3:

Comparación de los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación (O&MVLI): instalaciones tipo existentes (grupos diésel) vs. nuevas instalaciones tipo (motores de gas).

Valores expresados en (€/MWh)

Baleares					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2					
2 ≤ Potencia < 4					
4 ≤ Potencia < 14					
14 ≤ Potencia < 25 *	IT-0005	IT-0020	9,87	5,31	-46%

Canarias					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2	IT-0053	IT-0070	49,72	42,49	-15%
2 ≤ Potencia < 4	IT-0054	IT-0071	24,98	21,45	-14%
4 ≤ Potencia < 14	IT-0055	IT-0072	20,47	17,01	-17%
14 ≤ Potencia < 25 *	IT-0056	IT-0073	13,06	9,91	-24%

Ceuta y Melilla					
Potencia NETA (MW)	IT Grupo Diesel	IT Motores Gas	RD 738/2015	Propuesta	% Variación
Potencia < 2	IT-0101	IT-0110	20,89	2,78	-87%
2 ≤ Potencia < 4	IT-0102	IT-0111		8,93	
4 ≤ Potencia < 14	IT-0103	IT-0112	18,74	15,09	-19%
14 ≤ Potencia < 25 *	IT-0104				

* El rango de potencia para los motores diésel se sitúa entre 14 y 24 MW.

ANEXO 4:

Comparativa entre los consumos de combustible observados en las pruebas de rendimiento realizadas y los consumos reconocidos retributivamente para las familias de centrales incluidas en varias instalaciones tipo.

Los valores representados se expresan en termias por MWh generado (th/MWh). En línea continua se representan los consumos de combustible observados en las pruebas de rendimiento realizadas. En línea discontinua los consumos reconocidos retributivamente: en verde, los de los motores de gas de la propuesta, y en rojo los de los grupos diésel de la Orden TEC/1260/2019.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]