

INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA Y SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE GAS NATURAL EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE CANARIAS Y MELILLA, SE ESTABLECEN LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA A EFECTOS DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL APLICABLE A LOS GRUPOS GENERADORES UBICADOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES Y SE REVISAN OTRAS CUESTIONES TÉCNICAS.

(IPN/CNMC/052/21)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D.^a María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a María Ortiz Aguilar

D. Josep Maria Salas Prat

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 21 de abril de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) sobre la propuesta de *‘Orden por la que se aprueba y se establece el método de cálculo del precio del combustible de gas natural en los territorios no*

peninsulares de Canarias y Melilla, se establecen los valores unitarios de referencia a efectos del régimen retributivo adicional aplicable a los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares y se revisan otras cuestiones técnicas' (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 Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES Y OBJETO

1. El 13 de diciembre de 2021 tuvo entrada en el registro de la CNMC oficio de la SEE adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN), siendo remitida ese mismo día 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 el día siguiente hábil a la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.
2. La propuesta tiene por objeto aprobar la utilización del gas natural como combustible para los grupos generadores de Canarias y Melilla que tengan otorgado un régimen retributivo adicional (RRA), así como establecer el método de cálculo del precio de dicho combustible a utilizar por dichos grupos hasta la entrada en vigor de la orden ministerial por la que se establezca el procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil previsto en el artículo 40.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹ (RD 738/2015).
3. No contempla la aprobación del gas natural como combustible de generación eléctrica en los territorios no peninsulares de Baleares y Ceuta; en el primer caso por ser un combustible ya reconocido, y en el segundo, porque tanto la Planificación de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020² como la propuesta de Planificación 2021-2026 —actualmente en tramitación— recogen una nueva interconexión de Ceuta con el sistema eléctrico peninsular —también se prevé otra adicional para Baleares—, las cuales previsiblemente supondrán una reducción de la utilización de combustibles fósiles en los mismos.
4. Los únicos combustibles fósiles reconocidos actualmente en Canarias y Melilla a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con RRA, los

¹ 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.

² Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

cuales se encuentran recogidos en la disposición transitoria tercera³ del RD 738/2015, son los siguientes:

- Canarias: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre, 0,73 por ciento de azufre y 0,3 por ciento de azufre), Diésel Oil y Gasoil y,
 - Melilla: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Diésel Oil y Gasoil.
5. El fundamento jurídico de la propuesta emana del apartado 2 de la precitada disposición transitoria tercera, que dispone: *«En el caso, de que se utilizaran nuevos combustibles fósiles no contemplados en la relación anterior, el Ministro de Industria, Energía y Turismo [actualmente, la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico] podrá aprobar su utilización y determinar el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible.»*
6. Adicionalmente, la propuesta define los valores unitarios de referencia —en función de la tecnología y la potencia del grupo— para la determinación del RRA aplicable a las instalaciones de generación ubicadas en los territorios no peninsulares (TNP) de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 del referido RD 738/2015, los cuales toman los mismos valores que los valores unitarios máximos de inversión establecidos en el Anexo XII.2 ('Valores unitarios máximos de inversión') del RD 738/2015. Finalmente, incluye determinadas modificaciones en la Orden ITC1559/2010, de 11 de junio⁴, para mejorar determinados aspectos del despacho de generación realizado en los TNP; en particular, permite aprobar precios de despacho de gas natural en Baleares que, aunque provisionales, puedan actualizarse en periodos más cortos que reflejen adecuadamente su evolución.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

7. El proyecto consta de una propuesta, y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).
8. La mencionada propuesta consta de preámbulo y 3 capítulos integrados por 5 artículos, 1 disposición transitoria, 3 finales y 1 anexo.
9. El **Capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba a los grupos generadores de energía eléctrica ubicados en

³ Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5.

⁴ 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 TNP que tengan otorgado RRA de acuerdo con lo establecido en el RD 738/2015.

10. El **Capítulo II** regula el gas natural como combustible a efectos de RRA en la generación eléctrica en los TNP de Canarias y Melilla y contiene los artículos 3 y 4.
 - El **artículo 3** aprueba el empleo del combustible gas natural en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla a efectos del RRA establecido en el RD 738/2015.
 - El **artículo 4** establece el método de cálculo a efectos de la retribución de los grupos de generación con RRA.

El precio del gas natural se calculará como la suma del precio del producto y la retribución por costes de logística asociados a la utilización de las infraestructuras gasistas para uso exclusivo de los grupos generadores de electricidad. Adicionalmente, señala que no se modifica el cálculo del precio para el resto de los combustibles actualmente autorizados en los TNP.

11. El **Capítulo III** recoge únicamente el **artículo 5**, el cual establece los valores unitarios de referencia a aplicar en el cálculo del valor estándar de la inversión, que será empleado en el establecimiento del valor de la inversión reconocida de cada grupo con RRA de conformidad con lo dispuesto en el artículo 26 del repetido RD 738/2015.
12. La **disposición transitoria única** establece los valores iniciales del precio del combustible del gas natural a efectos del despacho en Canarias y Melilla hasta que sean actualizados de acuerdo con lo previsto en el artículo 4.
13. La **disposición final primera** modifica los Anexos VIII y XIII del RD 738/2015 con el objeto de eliminar limitaciones en el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad dentro del procedimiento de concurrencia competitiva, así como mejorar determinadas cuestiones relacionadas con el despacho de generación realizado en los TNP.
14. La **disposición final segunda** modifica la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, para mejorar determinados aspectos del despacho de generación realizado en los TNP; en el caso de que el precio despacho reconocido para un combustible no se haya revisado en un periodo de 8 meses, y no siendo posible su establecimiento a partir de la aprobación de precios definitivos, éste pueda revisarse con la mejor información disponible.
15. La **disposición final tercera** establece 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).

16. Finalmente, y en cuanto al **impacto económico** que supondría el cambio a gas natural de determinadas instalaciones preexistentes con RRA en Canarias y Melilla, la MAIN estima un ahorro medio de entre 80 y 200 M€/año debido al diferencial de precios entre combustibles. En lo que se refiere al **impacto medioambiental** menciona que será positivo.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre la necesidad de convocar procedimientos de concurrencia competitiva

17. El parque de generación eléctrica existente en los TNP está basado fundamentalmente en hidrocarburos líquidos —gasóleo, fuelóleo y diésel— y su edad media ronda los 28 años, con centrales que superan los 40, fundamentalmente en las Islas Canarias⁵. Se trata, por tanto, de un parque poco diversificado —con predominio de centrales térmicas convencionales— y altamente envejecido.
18. Se tiene además que muchas de estas instalaciones están llegando al final de su vida útil. Adicionalmente, y en lo que se refiere al sistema eléctrico canario, 18⁶ grupos han sido declarados ya indisponibles —cuatro⁷ de ellos con carácter indefinido— por no poder cumplir con las exigencias medioambientales que establece, entre otras normas, la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010⁸.
19. A mayor abundamiento, esta Comisión tiene constancia de que determinadas centrales categoría A⁹ están experimentando demoras para poder realizar en

⁵ Se refiere a determinados grupos diésel pertenecientes a las centrales de Jinámar (Gran Canaria), Candelaria (Tenerife), Los Guinchos (La Palma) y Llanos Blancos (El Hierro).

⁶ De acuerdo con la información aportada por el OS en su «Informe anual de la cobertura de la demanda en Canarias (enero 2022-diciembre 2022)» de enero de 2022, se encuentran indisponibles con carácter provisional —hasta el 31 de diciembre de 2022— un total de 14 grupos con una potencia neta total de 138,43 MW ubicados en los 4 mayores sistemas del archipiélago Canario: Gran Canaria (Jinámar Diésel 1,2 y 3), Tenerife (Candelaria Diésel 1,2 y 3 y Gas 3 y Cotesa), Lanzarote (Punta Grande Diésel 1,2 y 3), Fuerteventura (Las Salinas Diésel 4) y La Palma (Los Guinchos Diésel 9 y 10).

⁷ Grupos de vapor 4 y 5 de las centrales de Jinámar y Candelaria, respectivamente, que suman una potencia neta total de 185,68 MW

⁸ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales.

⁹ De acuerdo con el artículo 2 del RD 738/2015, 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

tiempo los mantenimientos requeridos por el fabricante, al posponer el OS la ejecución de los mismos alegando condiciones de seguridad de suministro.

20. Si bien en los últimos años la implantación de generación renovable ha experimentado una importante evolución en estos territorios, especialmente en lo que se refiere a energía solar fotovoltaica y energía eólica debido a los abundantes recursos explotables que presentan los mismos, la penetración de generación renovable en el mix actual de los TNP es aún reducida, muy inferior a la de la Península, no pudiendo, por el momento, garantizar la cobertura de la demanda.
21. Se señala igualmente que los sistemas eléctricos no peninsulares son sistemas frágiles que necesitan un respaldo superior y redundante —mayores márgenes de reserva— que el sistema peninsular. A la fecha, este mayor respaldo —que garantice una adecuada seguridad del suministro y cobertura de la demanda en los TNP— solo puede ser proporcionado por las centrales térmicas convencionales preexistentes.
22. En esta situación, cabe destacar el «*Informe anual de la cobertura de la demanda en Canarias (enero 2022-diciembre 2022)*» elaborado por el OS en enero de 2022, el cual concluye que es urgente tomar medidas sobre la generación que doten de mayor flexibilidad a estos sistemas; flexibilidad que vendrá dada mediante la puesta en servicio de instalaciones de almacenamiento, de nueva generación o de la renovación de generación existente. En particular, señala que, ante la situación de indisponibilidad descrita, agravada por periodos de mantenimiento de grupos y/o indisponibilidades sobrevenidas, se manifiestan incumplimientos de los requisitos de reserva establecidos en los procedimientos de operación. Además, desde el punto de vista de la seguridad de la red, el OS considera adecuado aumentar el contingente de generación térmica hasta disponer de 120 MW adicionales en Gran Canaria y 80 MW en Tenerife, con objeto de garantizar la flexibilidad, fiabilidad y firmeza suficiente en situaciones de emergencia.
23. Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, se precisa atraer nuevas inversiones —además de las referidas a las nuevas instalaciones de generación renovable / almacenamiento— con objeto de que se mantengan operativas las instalaciones térmicas preexistentes sin confiar en la extensión indefinida de su vida. Resulta necesario, por tanto, renovar, al menos parcialmente, este envejecido parque de generación —gran parte cercano ya a su obsolescencia tecnológica— para evitar la pérdida de esta capacidad crítica para el buen

producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

funcionamiento de los sistemas eléctricos de los TNP, especialmente el relativo a las Islas Canarias.

24. En este contexto, y en línea con los informes de cobertura de la demanda efectuados por el OS, se considera conveniente convocar a la mayor brevedad posible los procedimientos de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a las necesarias nuevas inversiones conforme el Título IV ('Régimen Retributivo adicional para las instalaciones categoría A'), Capítulo IV, del RD 738/2015.

Segundo. Sobre la evaluación de impacto

25. La propuesta aprueba la utilización de gas natural en los grupos generadores de Canarias y Melilla (ya sean nuevos o preexistentes adaptados al nuevo combustible) que tengan otorgado RRA y establece el método de cálculo del precio a estos efectos hasta que se establezca el procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil previsto en el artículo 40.5 del RD 738/2015.
26. Además, señala —si bien muy brevemente y solo en su parte expositiva— que no existe un sistema de transporte y distribución de gas natural en los precitados territorios, luego requiere la utilización de determinadas infraestructuras gasistas —instalaciones de regasificación, almacenamiento, etc.— para uso exclusivo de los grupos generadores de electricidad, pero subraya que las mismas no podrán formar parte del sistema gasista. Resulta necesario, por tanto, establecer un marco retributivo singular a partir de los costes de aprovisionamiento de este combustible. Así, los costes de inversión asociados a estas infraestructuras serán garantizados por el sistema eléctrico a través de los procedimientos de concurrencia que recoge el RD 738/2015.
27. La propuesta y su MAIN justifican la gasificación de la generación eléctrica de los repetidos territorios en los siguientes beneficios:
 - Medioambientales. Derivados de los compromisos asumidos por España en el esfuerzo internacional y europeo —y recogidos en el Plan Nacional integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030— en relación con la descarbonización y la eficiencia energética, en la que se encuadrarían medidas como la planteada en la propuesta dirigida a reducir la dependencia del petróleo en los territorios de Canarias y Melilla respecto de su mix actual —y, en consecuencia, disminuir también sus emisiones contaminantes—.
 - Estratégicos. Dirigidos a una mejor diversificación del suministro, mayor seguridad de abastecimiento, así como resiliencia frente a los escenarios de volatilidad de precios.

- **Económicos:** Debidos al ahorro en costes de combustibles —de entre 80 y 200 M€/año¹⁰— que supondría el cambio a gas natural de determinadas instalaciones preexistentes con RRA en Canarias y Melilla; todo ello de acuerdo con las hipótesis —precios y producción— indicadas en el epígrafe 6.1 de la MAIN.
28. Con carácter general, se considera esencial que la propuesta introduzca la gasificación de la generación eléctrica en Canarias y Melilla, y se compartan los beneficios medioambientales y estratégicos que la incorporación de este nuevo combustible aportaría al mix energético de estos territorios. En particular, se considera necesaria la aprobación del gas natural como combustible a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con RRA en estos territorios por ser una alternativa factible y complementaria a la energía base de los sistemas no peninsulares —además de las bondades anteriormente expuestas y en las que incide la propuesta—. A mayor abundamiento, la aprobación del gas natural como combustible equipararía el mix de combustibles de las centrales de Canarias y Melilla a sus homologas en Baleares y en la Península. Parece adecuado asimismo que la propuesta excluya a Baleares y a Ceuta en su capítulo II, pues se prevé que las futuras interconexiones eléctricas de estos territorios con el sistema eléctrico peninsular supongan una importante reducción del funcionamiento de las centrales con combustibles fósiles.
29. En relación con la valoración del impacto ambiental que realiza el epígrafe 6.8 de la MAIN, se echa en falta un análisis más detallado que incluya, cuando menos, una previsión de la tasa de reducción de emisiones que implicaría la actuación planteada. En cuanto a la estimación del impacto económico se remite a las consideraciones realizadas en el punto Cuarto. A de este mismo apartado.

Tercero. Sobre el método de cálculo del precio del gas natural

A. Sobre la transitoriedad del método de cálculo

30. La propuesta establece transitoriamente el método de cálculo del precio del gas natural a efectos de la retribución a los grupos de generación con RRA en Canarias y Melilla hasta la entrada en vigor de la orden ministerial definida en el artículo 40.5 del RD 738/2015 en virtud de la aplicación de la disposición transitoria tercera.2 del precitado real decreto.
31. Los artículos 40.5 al 42 del RD 738/2015, así como el 3 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre¹¹, regulan el establecimiento de un procedimiento de subasta pública

¹⁰ La mitad de esta cifra se traduciría en ahorro presupuestario.

¹¹ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

para la determinación del precio del suministro de los combustibles fósiles para los TNP, que estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

32. Sobre este asunto, se indica que, con fecha 23 de febrero de 2022, se publicó en el BOE la Sentencia de 16 de noviembre de 2021¹² que estimaba parcialmente el recurso interpuesto por Endesa Generación contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto¹³ y Auto de subsanación y complemento de la citada sentencia de fecha 20 de diciembre de 2021.
33. Su punto 2 declaraba que *«La Orden TED/776/2020 ha incurrido en el vicio de ilegalidad por omisión, por haber establecido la determinación del precio de combustible aplicable en los sistemas eléctricos de los TNP prescindiendo de sistema de subasta.»* y su punto 3 condenaba *«[...] a la Administración del Estado (MITERD) a dictar, en el plazo de seis meses, una Orden Ministerial que regule las subastas de combustibles [...]»*.
34. Sin perjuicio de lo anterior, hasta la entrada en vigor de la norma que regule las subastas de combustibles a la que se refiere el precitado artículo 40.5, para la determinación del precio de un nuevo combustible no reconocido anteriormente —como es el caso que plantea la propuesta— se deberá estar a lo dispuesto en la referida disposición transitoria tercera.2 del RD 738/2015.
35. En este sentido, si bien el método de cálculo del precio del gas natural tendría cabida transitoriamente en el referido precepto —ajustándose, por tanto, a la normativa vigente de aplicación—, debe subrayarse expresamente en la redacción del texto que las subastas de combustibles previstas en el antedicho artículo 40.5 han de ser el mecanismo preferente para la fijación de su precio en línea con lo dispuesto en la precitada Sentencia de 16 de noviembre de 2021 del Tribunal Supremo.

B. Sobre el coste logístico por el empleo de las infraestructuras gasistas exclusivas

36. El artículo 4 establece el método de cálculo del precio del gas natural a efectos de la retribución que percibirán los grupos generadores con RRA en Canarias y

¹² Sentencia de 16 de noviembre de 2021, de la Sala tercera, Sección Tercera, del Tribunal Supremo, que estima parcialmente el recurso interpuesto por Endesa Generación, con la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto y Auto de Subsanación y complemento de la del citada Sentencia de fecha 20 de diciembre de 2021.

¹³ Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible y se establece un valor tope del tiempo de arranque de liquidación por instalación tipo aplicable a las instalaciones de producción ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

Melilla, a partir, entre otros componentes, del coste mensual reconocido de este combustible (C), el cual incluirá, a su vez, el coste logístico por el empleo de las infraestructuras gasistas para uso exclusivo de los referidos grupos ($C_{log_{gas}}$).

37. Este coste logístico —a considerar como un coste variable más de generación— se establece como la suma de los siguientes elementos, expresados en €/MWh:
 - Componente asociado a la regasificación del gas natural (Reg).
 - Componente asociado al almacenamiento (Alm).
 - Componente asociado al traslado a central del gas natural para su consumo en los grupos (C_{cent}).
38. Para estos componentes Reg, Alm y C_{cent} , se establecen valores, distintos en función de la ubicación geográfica de cada grupo generador —Gran Canaria y Tenerife, resto de Islas Canarias y Melilla—, los cuales podrán ser revisados por la DGPEM, previo informe de esta Comisión.
39. Ahora bien, en el supuesto de que las infraestructuras gasistas se empleen para el suministro exclusivo de gas natural a los generadores de electricidad, sin posibilidad de acceso de terceros a las mismas, resultaría innecesario desglosar el referido coste logístico en sus componentes por actividad y en función del subsistema eléctrico, como si de una suerte de peajes se tratara. Esta diferenciación parecería tener sentido si las meritadas infraestructuras fuesen destinadas al suministro de otros usuarios —además de a los propios generadores—; de lo contrario, resultaría más adecuado proporcionar valores publicables grupo a grupo.
40. Sin perjuicio de lo anterior, se señala que la propuesta no detalla —tampoco la MAIN— qué costes variables asociados a estas actividades son los que se imputan a cada componente. En este sentido, y en línea con una de las alegaciones recibidas, se recomienda aclarar la forma en que estos conceptos se calculan, con el objeto de visibilizar las inversiones en estas infraestructuras.

C. Sobre el precio del gas natural a efectos del despacho

41. La propuesta contempla que el precio del gas natural a efectos del despacho de producción será el que resulte del cálculo de los últimos valores del $prc(i, h, j)$ aprobados con carácter definitivo para cada sistema eléctrico de cada territorio no peninsular.
42. A este respecto, se considera conveniente que la propuesta determine explícitamente el periodo de cálculo de los valores a tener en consideración.

Cuarto. Sobre las infraestructuras gasistas

A. Sobre la ausencia de un mayor desarrollo normativo y sobre el impacto económico

43. La propuesta menciona en su preámbulo que, para asegurar el aprovisionamiento del gas natural, deben considerarse infraestructuras gasistas para uso exclusivo de los generadores que no formarán parte del sistema gasista y dispone que sus costes de inversión se reconocerán vía procedimientos de concurrencia competitiva para el otorgamiento del RRA que recoge el RD 738/2015. De esta redacción parece desprenderse que las referidas infraestructuras gasistas pasarían a ser consideradas como un activo más de las instalaciones de generación siendo financiadas, por tanto, con cargo al sistema eléctrico y no con cargo al sistema gasista.
44. De este modo, la propuesta presenta una medida innovadora que podría encajar en el diseño de la generación eléctrica con base en el carácter singular de los TNP, pero se muestra únicamente en la parte expositiva de la norma objeto de este informe, sin precisar o desarrollar contenido normativo —esto es, alcance, infraestructuras afectadas, costes a reconocer— en el texto de su articulado; se sugiere aportar una mayor concreción en la redacción en este sentido.
45. Tampoco la MAIN, en su epígrafe 6.1, cuantifica la incidencia económica que tendrían las inversiones¹⁴ en las precitadas infraestructuras gasistas en la evaluación del impacto económico, si bien deja entrever que dichas inversiones serán relevantes al eliminar la condición recogida en el apartado 3.c) del Anexo VIII del RD 738/2015, la cual imposibilita que se otorgue resolución favorable de compatibilidad a nuevas inversiones si este reconocimiento supone mayores costes para el sistema en el horizonte temporal de dos periodos regulatorios.
46. Dada la importancia de la nueva medida planteada, la cuantificación del impacto económico que realiza la MAIN no puede considerarse completa —la propia MAIN la califica como simplificada¹⁵—, puesto que no computa los efectos en

¹⁴ Costes fijos de conversión, construcción, mantenimiento, explotación, etc.

¹⁵ El análisis del impacto económico que figura en el epígrafe 6.1 de la MAIN se centra en el impacto que se derivaría exclusivamente del diferencial de precios entre combustibles por el paso a gas natural de determinadas centrales preexistentes con RRA en Canarias y Melilla; esto es, aportaría únicamente una valoración sobre el ahorro estimado en costes de combustibles —entre 80 y 200 M€/año—; se tiene además que los referidos costes representan la mayor parte —en torno al 95%— de los costes variables de las instalaciones térmicas en los TNP y éstos, a su vez, son muy superiores a sus costes fijos. No obstante lo anterior, se señala que los valores de precios de combustibles —referidos a los ejercicios 2019 y 2020, así como al horizonte 2026 (éstos últimos reflejados en el PNIEC)— utilizados en el cálculo de la propuesta son muy inferiores a los precios de mercado que se están alcanzando actualmente.

costes —negativos y/o positivos— asociados a las inversiones en las merítadas infraestructuras gasistas y en la adaptación de los grupos al uso del gas. Se sugiere incorporar una estimación de estos efectos en costes en la evaluación económica que efectúa la MAIN.

47. A este respecto, y por la analogía con el objetivo de la propuesta de gasificar la generación eléctrica en los territorios de Canarias y en Melilla, cabe recordar la conclusión recogida en el «Acuerdo por el que se emite Informe sobre la propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se otorga a la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., autorización administrativa y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla (en adelante 'planta GNL'), provincia de Santa Cruz Tenerife.» [INF/DE/062/18¹⁶], aprobado por la SSR de la CNMC con fecha 3 de octubre de 2018, la cual posponía la decisión de autorizar la planta GNL hasta disponer de garantías sobre el uso de la misma —en particular, por parte de Unión Eléctrica de Canarias, S.A. (UNELCO) como titular de la CTCC de Granadilla sobre la que se justificaba esencialmente la viabilidad económica-financiera del proyecto— y de los correspondientes estudios económicos que asegurasen la sostenibilidad económica del sector del gas natural tras la gasificación de las Islas Canarias. Por tanto, el Acuerdo¹⁷ atendía fundamentalmente a criterios de viabilidad y eficiencia económica, tanto de la propia planta como del resto de infraestructuras gasistas a desarrollar, y no solo a criterios medioambientales —reducción de emisiones contaminantes— y/o estratégicos.
48. De acuerdo con lo todo lo anteriormente expuesto, se recomienda una mayor concreción en la redacción sobre las infraestructuras gasistas para uso exclusivo de los generadores, así como que la valoración del impacto económico recogido en la MAIN tenga en consideración los costes de inversión que estas infraestructuras supondrían para el sector eléctrico.

B. Sobre la titularidad y el uso exclusivo de las infraestructuras gasistas

49. El preámbulo de la propuesta establece que la utilización de las infraestructuras gasistas serán consideradas para uso exclusivo de los grupos generadores de electricidad, todo ello con objeto de asegurar el aprovisionamiento del gas natural

¹⁶ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde06218> .

¹⁷ Adicionalmente, se indica que el Acuerdo contenía un breve estudio sobre el precedente de cambio de combustible de gasoil a gas natural en CTCC en Baleares, teniendo en cuenta la evolución de los precios de ambos combustibles, a fin de determinar la incidencia de éstos en los costes variables de generación unitarios de dichas centrales, en el que se concluía en la necesidad de una especial cautela a la hora de valorar el beneficio económico por estas sustituciones de combustibles en el sistema eléctrico.

sin implantar un subsistema de transporte de gas natural u otras instalaciones que formen parte del sistema gasista. Es decir, la titularidad de estas infraestructuras gasistas se atribuye a los titulares de las centrales de generación a las que abastecerán de gas natural, quedando, por tanto, las mismas encuadradas en la actividad de generación de electricidad como un activo más junto con el resto de elementos propios que configuran la central de generación.

50. En cambio, el artículo 4, en su apartado 3, permite que el cálculo del precio del combustible gas natural tenga en consideración, en su caso, posibles beneficios por parte de los titulares de los grupos derivados del empleo de las instalaciones del gas natural ajenos a la producción de energía eléctrica. Esta previsión se correspondería con la modificación introducida en el artículo 59.2.b) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, por la disposición final cuarta del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo¹⁸, según la cual «*No requerirán autorización administrativa [...] las plantas de regasificación ubicadas en el archipiélago canario que tengan como uso principal alimentar a instalaciones de generación de energía eléctrica, pudiendo tener usos secundarios como la alimentación a puertos y a buques.*»
51. Conforme a lo anterior, se aconseja que la propuesta remita a la citada ley o reproduzca los usos secundarios en ella contemplados adicionales a la alimentación de instalaciones de generación eléctrica.

C. Sobre los costes de inversión de las infraestructuras gasistas

52. El preámbulo de la propuesta prevé que los costes de inversión asociados a las infraestructuras gasistas para uso exclusivo de los grupos generadores de electricidad sean reconocidos conforme al procedimiento de concurrencia competitiva recogido en el Título IV del RD 738/2015 para el reconocimiento de las inversiones asociadas a nuevas instalaciones, así como a renovaciones de instalaciones existentes.
53. Conforme a lo expuesto, los titulares de las precitadas infraestructuras gasistas podrán acudir a una futura convocatoria de procedimiento de concurrencia competitiva y, en el supuesto, de obtener la correspondiente resolución favorable de compatibilidad obtener el derecho a la percepción del RRA por sus costes de inversión. En consecuencia, y como ya se ha expuesto en apartados anteriores, la propuesta persigue que los costes de inversión de estas infraestructuras sean financiados con cargo al sistema eléctrico en lugar de con cargo al sistema

¹⁸ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania

gasista, al considerar dichas infraestructuras como un activo más de las instalaciones de generación.

54. A este respecto, y bajo el supuesto de que la titularidad de las infraestructuras gasistas fuese asumida por los generadores de electricidad, se advierte de que el número de interesados —nuevas instalaciones de generación o adaptación de existentes— a participar en el precitado procedimiento competitivo puede verse sustancialmente reducido ante la complejidad que conlleva desarrollar actividades no habituales para un generador de electricidad. Se tiene, además, que la mayoría de las centrales térmicas preexistentes en las Islas Canarias y Melilla —susceptibles de convertirse a gas— pertenecen a un único titular: UNELCO y ENDESA GENERACIÓN respectivamente, empresas ambas pertenecientes al grupo ENDESA.
55. Con el fin de otorgar una mayor visibilidad a las inversiones necesarias y atraer más participantes, se propone modificar el contenido del apartado 1 ('Información a presentar junto con la solicitud de resolución de compatibilidad') del Anexo VIII del RD 738/2015, de modo que los datos técnicos y económicos del grupo generador contemplen, como un activo más, las repetidas infraestructuras gasistas.

Quinto. Sobre mejoras en el despacho de generación realizado en los TNP

56. La propuesta modifica la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio¹⁹, para que el precio de despacho reconocido al gas natural en Baleares se actualice, de forma provisional, transcurridos ocho meses desde la última aprobación.
57. Así, este precio de despacho reflejará más adecuadamente la evolución real del precio del gas natural, logrando una mayor eficiencia en la operación de la interconexión Península-Baleares y en el mercado de producción en su conjunto.

Sexto. Sobre el precio del gas natural a efectos de la retribución de los grupos del sistema eléctrico balear

58. Estrechamente relacionado con el contenido de la propuesta, aunque estaría fuera del ámbito territorial de Canarias y Melilla, el artículo 2 de la citada Orden ITC/1559/2010 que modifica la disposición adicional segunda de la propuesta estableció, tras la entrada en servicio del gasoducto Península-Baleares, el precio reconocido al gas natural como combustible a efectos de la retribución de los grupos de generación eléctrica en ese sistema.

¹⁹ 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.

59. Las consideraciones hechas a propósito de la transitoriedad de la propuesta hasta tanto se desarrollen las subastas de aprovisionamiento aplican igualmente a la utilización del gas natural en Baleares, cuando han transcurrido ya más de 12 años desde su introducción vía gasoducto. Es más, el aprovisionamiento de gas en el sistema balear podría servir como prueba de concepto para el desarrollo de las subastas de aprovisionamiento de los restantes combustibles y en los distintos TNP. En efecto, en el caso de Ibiza y Mallorca (no en Menorca) la subasta alcanzaría únicamente al coste del gas natural propiamente dicho, al que se añadirían los peajes aplicables con carácter general (sin necesidad de recurrir a las modificaciones introducidas por la Orden TED/1021/2021, de 27 de septiembre²⁰, para adaptar la ITC/1559/2010 a la estructura de peajes de la Circular 6/2020, de 22 de julio²¹).

IV. CONCLUSIONES

60. El Pleno de la CNMC considera que la propuesta de orden por la que se aprueba y establece el método de cálculo del precio del gas natural a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con RRA en los territorios de Canarias y Melilla, se establecen los valores unitarios de referencia aplicables a dichos grupos en los TNP y se revisan otras cuestiones técnicas, permite introducir la gasificación de la generación eléctrica en Canarias y Melilla, y comparte los beneficios medioambientales y estratégicos que la incorporación de este nuevo combustible aportaría al *mix* energético de estos territorios. Se considera que es una alternativa factible y complementaria a la generación de base en los sistemas extrapeninsulares.
61. En lo que se refiere al método de cálculo del precio del gas natural, si bien tendría cabida transitoriamente en la disposición transitoria tercera.2 del RD 738/2015, las subastas de combustibles previstas en el artículo 40.5 del antedicho real decreto deberían ser el mecanismo preferente para la determinación de su precio, en línea con lo dispuesto en la Sentencia de 16 de noviembre de 2021 del Tribunal Supremo.
62. Para el aprovisionamiento del gas natural, la propuesta presenta una medida innovadora, que contempla el desarrollo de infraestructuras gasistas que no formarán parte del sistema gasista para uso exclusivo de los generadores de electricidad, y dispone que sus costes de inversión se reconocerán vía procedimientos de concurrencia competitiva. Sin embargo, la redacción parece

²⁰ Orden TED/1021/2021, de 27 de septiembre, por la que se modifica la 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 (objeto del [IPN/CNMC/007/21](#)).

²¹ Circular 6/2020, de 22 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

dejar abierta la posibilidad de un suministro a terceros. A este respecto, por claridad se aconseja que la propuesta reproduzca o remita a los «*usos secundarios como la alimentación a puertos y a buques*», introducidos por la disposición final cuarta del Real Decreto-ley 6/2022.

63. La MAIN no realiza una cuantificación del impacto económico de los costes asociados a las inversiones de estas infraestructuras gasistas y de la adaptación de los grupos al uso del gas, lo que resulta en un análisis coste-beneficio incompleto. Se limita a estimar el ahorro en la partida de costes de combustibles, al tiempo que elimina la condición recogida en el apartado 3.c) del Anexo VIII del RD 738/2015 que actualmente imposibilita el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a nuevas inversiones si este reconocimiento supone mayores costes para el sistema en el horizonte temporal de dos periodos regulatorios.
64. De otro lado, en línea con los informes de cobertura de la demanda efectuados por el OS, y dado el grado de obsolescencia de una parte del parque de generación eléctrica no peninsular, en particular del canario, se considera conveniente convocar a la mayor brevedad posible los procedimientos de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a las necesarias nuevas inversiones conforme el Título IV del RD 738/2015.

ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

- ENDESA
- REE, en su calidad de Operador del Sistema

Asimismo, la Dirección General del Consumo del Ministerio de Consumo y del Consejo de Consumidores y Usuarios (representado por HispaCoop) han remitido informe de 'no alegaciones'.

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. (CONFIDENCIAL)