

INFORME A LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE EJECUTA LA SENTENCIA DEL TRIBUNAL SUPREMO DE 16 DE NOVIEMBRE DE 2021 RECAIDA 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.

(IPN/CNMC/019/22)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Carlos Aguilar Paredes

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 20 de septiembre 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 ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 recaída en el recurso contencioso-administrativo número 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 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 ' (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 30 de mayo de 2022 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 el día 1 de junio a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte 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 da cumplimiento a las premisas recogidas en el fallo de la Sentencia del Tribunal Supremo (TS) de 16 de noviembre de 2021, completada mediante Auto de aclaración de fecha 20 de diciembre de 2021, que estimaba parcialmente el recurso interpuesto por Endesa Generación, S.A.U. contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto¹ (Orden TED/776/2020).
3. Su punto 1 declaraba *«La invalidez del artículo 4º de la Orden TED/776/2020 por no incluir, dentro de la retribución por costes de logística, las cuotas extraordinarias a abonar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) en virtud de la Orden TED/456/2020, de 27 de mayo»* y reconocía *«El derecho de la demandante a que la retribución por costes de logística incluya dichas cuotas extraordinarias.»*
4. Por otro lado, 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 territorios no*

¹ 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.

² El artículo 4 recoge la 'Modificación de los precios de logística dentro de los componentes del precio de combustibles fósiles a efectos de liquidación y despacho'.

peninsulares (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 [...]».

5. Para dar cumplimiento al precitado mandato del TS, la propuesta:
- Regula el procedimiento de subastas para el suministro de combustible fósil previsto en los artículos 40.5, 41 y 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³ (RD 738/2015) con objeto de determinar su precio a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con régimen retributivo adicional (RRA) en los TNP y
 - Establece la cuantía de 1.092 miles de euros a reconocer a Endesa Generación S.A.U. en concepto de cuotas extraordinarias abonadas a CORES en el año 2020 en virtud de lo dispuesto en la Orden TED/456/2020, de 27 de mayo⁴ y que no fueron incluidas dentro de la retribución por costes de logística. Igualmente, contempla dentro de los costes de logística, aquellas cuotas extraordinarias que, en su caso y con carácter estatal, pudieran aprobarse a estos efectos.
6. Adicionalmente, la propuesta aprueba el empleo del gas natural en Canarias y Melilla y del gasóleo de automoción 10 ppm de contenido de azufre (GOA) en Canarias, Ceuta y Melilla como combustibles⁵ para los grupos generadores en distintos TNP a efectos del RRA establecido en el referido RD 738/2015, así como establece la metodología de cálculo del precio de dichos combustibles en base al procedimiento de subasta. La propuesta refunde así el contenido del «Proyecto 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

³ 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.

⁴ Orden TED/456/2020, de 27 de mayo, por la que se aprueban cuotas extraordinarias a abonar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos como consecuencia de los efectos de la crisis ocasionada por el COVID-19.

⁵ Los únicos combustibles fósiles reconocidos actualmente en Canarias, Ceuta y Melilla a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con RRA, los cuales se encuentran recogidos en la disposición transitoria tercera (Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5) 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.
- Ceuta y Melilla: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Diésel Oil y Gasoil.

régimen retributivo adicional aplicable a los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares y se revisan otras cuestiones técnicas», objeto del informe de esta Comisión IPN/CNMC/052/21, de fecha 21 de abril de 2022.

7. En lo que respecta al combustible gas natural, no contempla su aprobación como combustible de generación eléctrica en los TNP de Baleares y Ceuta; en el primer caso por ser un combustible ya reconocido, y en el segundo, porque el documento de ‘Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026’ —aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022— recoge 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.
8. Adicionalmente, la propuesta define los valores unitarios de referencia y los valores tope de tiempo ‘t’ en horas⁶ desde la última parada para la determinación del RRA de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 26.2 y 33.2, respectivamente, del repetido RD 738/2015. Los valores unitarios de referencia se corresponden con los valores unitarios máximos de inversión establecidos en el Anexo XII.2 (‘Valores unitarios máximos de inversión’) del antedicho real decreto.
9. Incluye además determinadas modificaciones en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio⁷, para que el precio del combustible gas natural en Baleares se calcule como resultado de las subastas, así como para que el precio de despacho reconocido para este combustible pueda actualizarse en periodos más cortos que reflejen adecuadamente su evolución. Finalmente, contempla una corrección de errores de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio⁸ y una modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio⁹.

⁶ Según lo establecido en el RD 738/2015, ‘t’ es el tiempo transcurrido desde la última parada, en horas. En aquellos casos en que dicho valor sea superior a 14 horas, se tomará un valor de t constante a igual a 14 horas. Por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo [actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico] se podrá modificar este valor tope de 14 horas. La propuesta, por lo tanto, varía este límite para determinadas instalaciones tipo.

⁷ 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.

⁸ Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

⁹ Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

10. El fundamento jurídico de la propuesta emana de los siguientes preceptos del RD 738/2015:
- Artículos 40 al 42, de acuerdo con los cuales se regula el procedimiento de subasta para el suministro de combustibles fósiles a las unidades con RRA para la determinación de su precio y se aprueban los componentes de dicho precio a efectos de liquidación, la metodología para la determinación del mismo, así como su poder calorífico inferior (PCI).
 - Disposición transitoria tercera, apartado 2, en lo referente a la aprobación de un nuevo combustible y el establecimiento del método de cálculo del precio asociado al mismo. En particular, la citada disposición establece: *«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.»*
 - Artículo 26 y la disposición final segunda, en lo concerniente a la aprobación de los valores unitarios de referencia y a la revisión de otras cuestiones técnicas relacionadas con el RRA.
11. Los artículos 40.5 al 42 del RD 738/2015, así como el 3 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre¹⁰, regulan el establecimiento del procedimiento de subasta pública para la determinación del precio del suministro de los combustibles fósiles aplicable en el cálculo del RRA de las instalaciones categoría A¹¹ en los TNP, el cual estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación. Este procedimiento de subastas se materializa con la orden recibida y objeto de este informe.
12. No obstante lo anterior, hasta la entrada en vigor de la norma que regule las subastas de combustibles, para la determinación del precio del combustible fósil aplica lo dispuesto en la disposición transitoria tercera 2. del RD 738/2015, que

¹⁰ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

¹¹ 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.

Por oposición a las anteriores, las instalaciones categoría B incluyen las instalaciones de generación que no siendo categoría A utilicen fuentes de energía renovables o sean instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

establece que dicho precio se calcula a partir de la suma de un precio de producto y un precio de logística —a excepción del gas natural cuyo precio se calculará de acuerdo con el método establecido en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio¹²—; el precio del producto se determina a su vez con base en determinados índices y cotizaciones según tipo de combustible y TNP:

13. Posteriormente, la Orden TED/776/2020 actualizó los precios de producto y logística de la hulla en Baleares y los combustibles líquidos¹³ en Canarias a emplear en la determinación del precio del combustible siendo de aplicación los valores referidos en la referida disposición transitoria tercera. 4 para el resto de los combustibles y TNP; esta orden fue objeto de informe CNMC de fecha 15 de abril de 2020 [IPN/CNMC/005/20], el cual señalaba que dichas actualizaciones derivaban en un aumento de los precios para todos los productos y territorios, proponiendo que la MAIN justificara con mayor detalle las variaciones más acusadas.
14. La actualización de los precios de producto se realizó mediante la modificación¹⁴ de los índices, cotizaciones y diferenciales empleados en sus fórmulas de cálculo. La actualización de los precios de logística se realizó mediante la definición de nuevos valores para cada sistema eléctrico y tipo de combustible.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

15. El proyecto consta de una propuesta, y su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN); la propuesta consta a su vez de preámbulo, 26 artículos agrupados en 7 capítulos, 1 disposición adicional, 2 disposiciones transitorias, 4 finales y 4 anexos.
16. El **Capítulo I** recoge el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba a los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), que ejerzan sus actividades en alguno de los TNP. El **artículo 1** define el objeto de la propuesta, expuesto en el apartado anterior de este informe; a efectos de las unidades con RRA establece: los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación, la metodología para

¹² Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio¹², por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

¹³ Fuel Oil BIA 1 por ciento, Fuel Oil BIA 0,73 por ciento, Fuel Oil BIA 0,3 por ciento, Diésel Oil y Gasoil 0,1 por ciento.

¹⁴ Las principales modificaciones frente a la disposición transitoria tercera del RD 738/2015 fueron el cambio de referencias que sustituyen el rango bajo de cotizaciones por el rango alto (para todos los combustibles, la simplificación en los índices y cotizaciones empleados y la adición de diversos diferenciales (positivos o negativos). En el caso de las fórmulas de cálculo del Fuel Oil BIA 0.73 por ciento y del Diésel Oil, las fórmulas se modificaron sustancialmente, incluyendo índices y cotizaciones de productos distintos a los actualmente empleados.

la determinación de dicho precio, para la que se llevarán a cabo subastas de combustible, así como de su poder calorífico inferior (PCI). También determina el precio de combustible a efectos de despacho. Asimismo, es objeto de esta propuesta la aprobación del gas natural y del GOA¹⁵ como combustibles en determinados TNP, así como la metodología de cálculo del precio de los antedichos combustibles en base al procedimiento de subasta

17. El **Capítulo II** abarca los **artículos 3 y 4**, que aprueban respectivamente el empleo de los nuevos combustibles gas natural en Canarias y Melilla y GOA en Canarias, Ceuta y Melilla para los grupos generadores ubicados en dichos TNP a efectos del RRA establecido en el RD 738/2015.
18. El **Capítulo III**, que comprende del **artículo 5 al 10**, establece los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación —distinguiendo el gas natural en Baleares del resto de combustibles—, así como el método de cálculo del precio de dichos combustibles y su poder calorífico inferior (PCI). Igualmente, dispone el método de cálculo del precio de los combustibles fósiles y el PCI a efectos de despacho. En particular:

El **artículo 6** establece que el precio de los combustibles fósiles líquidos y hulla a efectos de liquidación se calculará como la suma del precio de combustible en puerto, así como la retribución por costes de logística y, en su caso, los impuestos que sean de aplicación. El precio del combustible en puerto se aprobará con carácter semestral por resolución de la Dirección General de Política Energía y Minas (DGPEM) y se calculará como la media ponderada de los precios resultado de la subasta.

El **artículo 7** determina la metodología de cálculo del precio del gas natural a efectos de liquidación, diferenciando Baleares del resto de TNP—Canarias y Melilla—; así, especifica que para el sistema balear se estará a lo dispuesto en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio¹⁶, si bien el precio de la materia prima será obtenido como la media ponderada de los precios resultado de la subasta, mientras que para los sistemas eléctricos de Canarias y Melilla se calculará de acuerdo con la formulación detallada en este artículo.

19. El **Capítulo IV** abarca los **artículos 11 al 24** y se dedica a la subasta de combustible: los cuatro primeros artículos se refieren a su objeto, precios de referencia, precios de salida y designación del OS como gestor de la subasta;

¹⁵ La propuesta justifica la aprobación del GOA como combustible de generación eléctrica en los TNP de Canarias, Ceuta y Melilla debido a la obligación por parte de los grupos RRA de cumplir con determinados requerimientos ambientales.

¹⁶ 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 **artículos 16 al 21** regulan el procedimiento de subasta propiamente dicho: la fase previa, la convocatoria, las especificaciones de detalle, la presentación, recepción, ordenación y traslado de ofertas, la resolución y el precio resultante y la posibilidad de anulación. Los **artículos 22 al 24** regulan las obligaciones de los adjudicatarios y de los titulares de las centrales, los precios a aplicar en los supuestos sin resultado de subastas y las garantías para la participación.

20. El **Capítulo V** recoge únicamente el **artículo 25**, el cual establece las excepciones de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil, así como el procedimiento para el suministro y fijación del precio de los combustibles en los casos exceptuados.
21. Los **Capítulos VI y VII** recogen, respectivamente, 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—, y los valores tope de tiempo ‘t’ desde la última parada.
22. La **disposición adicional primera** reconoce, en cumplimiento de la Sentencia 133/2021 del TS, la cuantía a reconocer a Endesa Generación, S.A.U. en concepto de cuotas extraordinarias pagadas a CORES en virtud de lo dispuesto en la Orden TED/456/2020, de 27 de mayo.
23. La **disposición transitoria primera** regula la primera convocatoria de subasta de combustible, que prevé se realice para los años que restan hasta el inicio del siguiente semiperiodo regulatorio, mientras que la **disposición transitoria segunda** establece los precios de los combustibles que serán de aplicación hasta la resolución de la antedicha primera convocatoria.
24. La **disposición final primera** modifica la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, para que el precio del combustible gas natural en Baleares se calcule como resultado de las subastas y para mejorar determinados aspectos del despacho de generación realizado en los TNP. Así, en el caso de que el precio de despacho reconocido para un combustible no se haya revisado en un periodo de 8 meses, y no sea posible su establecimiento a partir de la aprobación de precios definitivos, podrá revisarse con la mejor información disponible.
25. La **disposición final segunda** modifica los Anexos VIII, XI 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 algunas cuestiones relacionadas con la liquidación de los desvíos a las instalaciones de generación de origen renovable no gestionable y con determinadas cuestiones relacionadas con el despacho de generación realizado en los TNP.

26. La **disposición final tercera** incluye una corrección de errores de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio¹⁷ y la **disposición final cuarta** recoge una modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio¹⁸. Las **disposiciones finales quinta y sexta** 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).
27. Finalmente, y en cuanto al **impacto económico** que supondrían las distintas medidas que plantea la propuesta —cambio de precios de referencias, nuevos combustibles (gas natural en Canarias y Melilla y GOA en Canarias, Ceuta y Melilla) y ejecución de la Sentencia del TS de 16 de noviembre de 2021 declarando el derecho a ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. de ser indemnizada en concepto de cuotas extraordinarias abonadas a CORES— se estima un ahorro de 366 M€ debido fundamentalmente al diferencial de precios por el cambio a gas natural de determinadas instalaciones preexistentes con RRA en Canarias y Melilla (-350 M€). En lo que se refiere al cambio a gas natural de determinadas instalaciones, la propuesta reconoce que no han sido tenidos en cuenta los costes de inversión anualizados asociados al aprovisionamiento y empleo de este combustible. En lo que se refiere al **impacto medioambiental**, menciona que será positivo.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre el precio de referencia del gas natural

28. Los artículos 12 y 13 de la propuesta definen sendos tipos de precios en relación con la subasta para cada uno de los combustibles utilizados en los distintos TNP: el precio de referencia y el precio de salida, respectivamente.
29. Respecto al cálculo del precio de referencia, la propuesta mantiene los índices, cotizaciones y diferenciales recogidos en el artículo 3 de la Orden TED/776/2020 para la hulla en Baleares y los combustibles líquidos¹⁹ en Canarias, así como los contemplados en la disposición transitoria tercera. 4 del RD 738/2015 para el resto de los combustibles y TNP, a excepción del gas natural (hasta ahora, solo contemplado en Baleares). Para este último combustible sustituye la referencia vigente de coste medio de aprovisionamiento del gas natural licuado publicado

¹⁷ Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

¹⁸ Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

¹⁹ Fuel Oil BIA 1 por ciento, Fuel Oil BIA 0,73 por ciento, Fuel Oil BIA 0,3 por ciento, Diésel Oil y Gasoil 0,1 por ciento.

por la CNMC en el «*Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas*» (en adelante, 'GNL en aduanas') que establece el artículo 2 de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por una referencia vinculada a cotizaciones del crudo Brent²⁰ —no definidas suficientemente en lo que se refiere a la descripción del producto y a la elección del periodo de tiempo a considerar en el cálculo²¹—, la cual a partir de ahora se contemplaría también para el gas natural a emplear en los territorios de Canarias y Melilla.

30. El precio de salida de la subasta se calculará incrementando como máximo un 5% el precio de referencia de cada combustible en cada TNP. 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 citado precio de referencia.
31. Por otro lado, la propuesta señala en su artículo 12.5 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.
32. En consecuencia, este 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 categoría A. Por ello, es importante que las referencias que se establezcan sean lo más ajustadas posible a los correspondientes precios de mercado en cada momento, mediante la utilización de índices representativos de los costes de aprovisionamiento acreditados, revisados regularmente con una periodicidad comparable a la de los contratos más frecuentemente negociados. Una desviación significativa al alza supondría, en el supuesto de que no se pudiera fijar el precio del combustible mediante el procedimiento de subasta, una sobrerretribución injustificada. De otro lado, una desviación significativa a la baja podría resultar en una operación a pérdidas, debido al peso que el combustible tiene sobre los costes de explotación. Parece razonable, por tanto, adecuar los precios de referencia de los distintos combustibles en los TNP a la situación de mercado de sus aprovisionamientos, atendiendo a referencias consideradas representativas.
33. De acuerdo con este enfoque, el artículo 3 de la Orden TED/776/2020 actualizó las referencias de la hulla en Baleares y los combustibles líquidos en Canarias, introduciendo variaciones en sus precios de producto con respecto a la

²⁰ Cotización del crudo Brent en \$/barril, publicada en el *Platts Oilgram Price Report* o en el *Platts nPLCrude*.

²¹ La propuesta no explicita si se refiere a, por ejemplo, medias mensuales de cotizaciones diarias, ni cuál es la extensión del periodo que debe tomarse como referencia. Podría asimismo identificarse el código Platts del producto concreto.

metodología establecida en el RD 738/2015, tal y como puso de manifiesto esta CNMC en su informe «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible y se establece un tiempo de arranque de liquidación por instalación tipo aplicables a las instalaciones de producción ubicadas en los TNP con RRA.» [IPN/CNMC/005/20], aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 15 de abril de 2020. Estas nuevas referencias, junto con las recogidas en la disposición transitoria tercera 4.del RD 738/2015, son las que contempla ahora la propuesta.

34. De otro lado, la actualización recogida en la antedicha Orden TED/776/2020 no pudo anticipar las condiciones de mercado actuales, caracterizadas por una brusca subida de precios de las materias primas energéticas derivada, primero, de la congestión en las cadenas de producción producida por la rápida recuperación económica tras la pandemia y, segundo, de la invasión de Ucrania por Rusia. Este contexto de precios inusualmente elevados aconseja revisar las referencias y diferenciales que establece la propuesta para los combustibles, en particular para el gas natural, con objeto de evitar posibles divergencias respecto a sus costes actuales y adecuarlos a la nueva situación de mercado.
35. Como se ha expuesto, la propuesta reemplaza la referencia vigente para el gas natural en Baleares (el coste medio de aprovisionamiento del GNL en el mercado mayorista o ‘GNL en aduanas’) por una referencia vinculada a cotizaciones del crudo Brent, la cual se aplicaría a partir de ahora también para el establecimiento del precio de referencia de la subasta del gas natural a emplear en Canarias y Melilla. Pues bien, aunque históricamente la cotización del crudo Brent ha sido uno de los índices más utilizados en los contratos de aprovisionamiento de gas con destino Europa, hace ya algún tiempo que los nuevos contratos se encuentran habitualmente indexados a *hubs* europeos —por ejemplo, índices de precios al contado o *spot* como el *Title Transfer Facility*²² (TTF), el *National Balancing Point*²³ (NBP) o el propio MIBGAS, entre otros— y, desde mediados de 2021, sus respectivas cotizaciones se han desacoplado, presentando variaciones distintas. La evolución de la cotización del Brent ya no se considera, por lo tanto, una referencia válida para el cálculo del precio del gas natural en los TNP.
36. Por otra parte, desde finales de 2021, la formulación del «*precio de referencia a considerar como precio de la materia prima para el combustible gas natural*» a partir del crudo Brent incluida en la propuesta arrojaría un resultado significativamente inferior al precio del ‘GNL en aduanas’ en el que se basa la

²² Precio del gas en el mercado spot de los Países Bajos.

²³ Precio del gas en el mercado spot del Reino Unido.

retribución actual de este combustible. En definitiva, ligar el precio de referencia del gas natural al Brent podría generar un precio de salida de la subasta poco atractivo, lo que conduciría a un previsible reducido número de participantes (o incluso a que la subasta se declarase desierta), los cuales tendrían que asumir riesgos que, traducidos en primas, podrían llegar a superar ese 5% que, siempre según la propuesta, se añade al precio de referencia para obtener el precio de salida, poniendo así en peligro el éxito de la subasta.

37. Se tiene además que, en el supuesto de que la subasta no obtuviese un resultado —bien porque se declarase desierta, se anulara, o no se convocara como resultado de no cumplirse los condicionantes de la fase previa, etc.—, los generadores serían retribuidos subsidiariamente conforme al precio de referencia, precio no representativo del mercado de gas actual. Bajo estos supuestos, vendrían obligados a producir a un precio de combustible reconocido inferior al precio de salida de una subasta en la que no habría podido o querido ofertar un número considerado suficiente de proveedores. Además, los precios de referencia son también de aplicación hasta la resolución de la primera subasta de combustibles, según la disposición transitoria segunda de la propuesta²⁴.
38. Por todo cuanto antecede, y con objeto de preservar la viabilidad de la subasta, se recomienda reemplazar la referencia a cotizaciones de crudo Brent en la fórmula propuesta para el cálculo del precio de referencia del gas natural, utilizando en su lugar índices que reflejen la cotización de este combustible en mercados europeos, y ello sin perjuicio del establecimiento de un precio de reserva confidencial, por encima del cual no se diera por válido el resultado. En particular, y a la vista del actual nivel de precios de MIBGAS, por debajo del TTF, condicionado por la práctica supresión de los aprovisionamientos rusos vía gasoducto y actualmente todavía la referencia de una mayoría de contratos europeos, podría resultar oportuno fomentar la referencia ibérica que se está comportando de acuerdo a la situación de equilibrio de oferta y demanda en España y Portugal, con mayor peso de los aprovisionamientos vía GNL y por tanto es una referencia más representativa. Simultáneamente, y como salvaguarda en el caso de no poder culminarse el proceso de subasta, podría mantenerse como precio subsidiario la actual referencia de ‘GNL en aduanas’.

²⁴ A este respecto, y en relación con el cálculo de los precios a afectos de liquidación —ya sea del combustible en puerto o de la materia prima del gas natural en Baleares— en los «supuestos sin resultado de subasta» que establece el artículo 23 de la propuesta, se hace ver que, adicionalmente a lo indicado en el artículo 12 en cuanto la indefinición en la descripción del producto y el periodo de tiempo a considerar en el cálculo, no se especifican qué cotizaciones emplear, ni cuál es el lapso contemplado para realizar la ‘media aritmética’.

Segundo. Sobre las infraestructuras gasistas

39. La propuesta incluye el contenido del previo *«Proyecto 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»*, objeto del citado IPN/CNMC/052/21, de fecha 21 de abril de 2022. Entonces como ahora, para el aprovisionamiento del gas natural en Canarias y Melilla, la propuesta contempla el desarrollo de infraestructuras —que no formarán parte del sistema gasista— para uso principal de los generadores de electricidad (con el suministro a puertos y buques como posible uso secundario), y cuya titularidad recaerá sobre dichos generadores.
40. De otro lado, la actual propuesta reconoce a los productores el coste de las mermas, así como los costes operativos asociados a la regasificación y almacenamiento como un mayor coste logístico, si bien según la MAIN, *«aquellos costes fijos asociados a las instalaciones deberán ser reconocidos, en su caso, dentro de un procedimiento de concurrencia competitiva»* para el otorgamiento del RRA, el cual recoge el Título IV del RD 738/2015. No se contempla, por tanto, la incorporación de los costes logísticos en las ofertas presentadas en la subasta; la titularidad de estas infraestructuras gasistas se atribuiría a los propietarios de las centrales de generación a las que abastecerán de gas natural, quedando encuadradas en la actividad de generación de electricidad.
41. A este respecto, se insiste en que tampoco esta MAIN evalúa el impacto económico de las nuevas inversiones gasistas por parte de los generadores. No obstante, se asume que su relevancia es tal que justifica suprimir, mediante la disposición final segunda de la propuesta, 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.
42. De otro lado, con el fin de otorgar mayor visibilidad a las inversiones necesarias y atraer productores de energía eléctrica que pudieran no contar con experiencia previa en las actividades de regasificación y almacenamiento, se propone modificar el contenido del apartado 1 ('Información a presentar junto con la solicitud de resolución de compatibilidad') del citado 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.

Tercero. Sobre la periodicidad de las subastas

43. El artículo 11.2 de la propuesta establece que «*Las subastas de combustibles se realizarán con carácter trienal aplicables por semiperiodos regulatorios.*» En el análisis de alternativas consideradas, la MAIN señala que se valoró plantear convocatorias de periodicidad anual, pero esta opción se descartó por la duración del propio procedimiento de subastas y porque el mismo «*no arrojará un precio de combustible fijo, sino indexado a referencias internacionales [...]*».
44. El principal criterio para determinar la periodicidad de las subastas debiera ser la coincidencia con la práctica habitual del mercado, para lograr atraer mayor número de oferentes. Los contratos de aprovisionamiento de combustibles líquidos suelen ser anuales, y ello con independencia de que estén indexados a distintas cotizaciones internacionales. Duraciones superiores pueden conllevar que el proveedor repercuta algún tipo de prima para cubrirse a su vez de los riesgos que supone adquirir un compromiso durante un tiempo más prolongado, para el cual le resultará más difícil encontrar coberturas. Estas circunstancias se ponen de manifiesto especialmente en situaciones como la actual, con precios de la energía muy elevados y alta incertidumbre, que están activando las llamadas cláusulas de reapertura (*re-opener clauses*) de aquellos contratos cerrados previamente a más largo plazo (como muchos de gas).
45. Se tiene además que, si no pudiera fijarse el precio de un combustible mediante subasta, el correspondiente precio de referencia se aplicaría de forma subsidiaria. De no añadirse otras previsiones, el precio de referencia se mantendría por tres años, en tanto que los costes de logística son solo revisables cada periodo regulatorio de seis años, según el artículo 6.4 de la propuesta y su anexo II; adicionalmente la alta volatilidad de los mercados ocasionaría con probabilidad en el medio plazo diferencias recurrentes entre coste y precio de referencia.
46. De otro lado, la referencia a los semiperiodos regulatorios de tres años resulta novedosa en este contexto. Los semiperiodos se aplican en las revisiones del régimen retributivo específico aplicable a la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, pero ni la LSE ni el RD 738/2015 los contemplan en relación con el régimen retributivo adicional.
47. De acuerdo con lo expuesto, se aconseja establecer un plazo inferior al trienal para la celebración de las subastas, al menos para los combustibles distintos del gas natural, para el cual es más frecuente la contratación a largo plazo. Si, conforme a lo apuntando por la MAIN, una periodicidad anual se antoja excesiva puesta en relación con la duración del propio procedimiento de subasta (objeto de los artículos 15 a 24 de la propuesta), se recomienda considerar una periodicidad bienal, en particular teniendo en cuenta que no hay razones de índole normativa que hagan preferible llegar al trienio.

Cuarto. Sobre la oportunidad de convocar en corto plazo subastas de aprovisionamiento de gas natural

48. La Sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, completada mediante Auto de aclaración de fecha 20 de diciembre de 2021, instó a la Administración General del Estado a dictar una Orden Ministerial que regulase las subastas de combustibles previstas en el artículo 40.5 del RD 738/2015; como se ha expuesto, la propuesta da cumplimiento a ese mandato, del que trae causa. En su citado informe previo IPN/CNMC/052/21, esta CNMC ha defendido que las subastas de combustibles han de ser el mecanismo preferente para la fijación de su precio, en desarrollo de la normativa aplicable y conforme a lo dispuesto por la máxima autoridad judicial.
49. La adecuación del desarrollo de un mecanismo de concurrencia competitiva a estos objetivos, que persiguen como fin último garantizar el suministro al coste más eficiente y con el menor impacto ambiental posible, resulta clara a la fecha de redacción de este informe en el caso de los hidrocarburos líquidos, los cuales, pese a las tensiones experimentadas en los mercados energéticos internacionales, se mantienen dentro de valores de referencia ya registrados en el pasado, y no se han visto tan condicionados por la disrupción del suministro ruso, gracias a una mayor diversificación de su procedencia.
50. Actualmente no se dan las mismas circunstancias en el caso del gas natural, sometido a una creciente situación de incertidumbre derivada de la suspensión indefinida del suministro vía gasoducto desde Rusia hacia la Unión Europea, que está teniendo un impacto sin precedentes en las cotizaciones de los índices europeos de este combustible, con repercusiones que van más allá de los mercados energéticos. En este contexto, se sugiere reconsiderar la oportunidad de celebrar en un corto plazo las subastas de gas natural; cabría comenzar por los hidrocarburos líquidos, y en cambio aguardar a un momento de mayor estabilidad en el precio del gas natural, aunque fuera aún en niveles elevados, pero con una menor volatilidad que la registrada en los últimos meses, fluctuaciones que podrían condicionar el resultado de la subasta.
51. De no atenderse esta recomendación en el caso de Baleares, se aconseja hacerlo al menos en Canarias y Melilla, donde mediante esta propuesta se introduciría el empleo del gas natural como combustible de generación eléctrica, y a la incertidumbre en el precio del combustible se sumaría la necesaria y aún pendiente adecuación previa de sus instalaciones, ya que están por determinar los puntos concretos de descarga y almacenamiento del GNL.
52. Por último, por las mismas razones ya expuestas, y cualquiera que sea la decisión finalmente adoptada, se insiste en que, al menos en el caso del gas natural, se considere establecer para las subastas una periodicidad inferior al trienio.

Quinto. Sobre una mejor aproximación de los precios a efectos de liquidación a los precios a efectos de despacho

53. Los artículos 6 y 7 de la propuesta describen el método de cálculo del precio de los combustibles a efectos de liquidación; el artículo 7 se refiere al gas natural, y el 6 al resto de combustibles. Salvo en el caso del gas natural en Baleares, los precios por tipo de combustible y territorio *«se aprobarán con carácter semestral por resolución de la [DGPEM...] y se calcularán como la media ponderada de los precios resultado de la subasta [...]»* (o de los precios que subsidiariamente reemplacen a estos).
54. Más adelante, el artículo 9 establece que el precio de cada uno de los combustibles a efectos de despacho se corresponderá con el último valor publicado de precio a efectos de liquidación para cada TNP, a excepción del gas natural en Baleares, donde se estará a lo dispuesto en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio.
55. De un lado, no es evidente cómo se realizará la citada media ponderada; parece deducirse que tomará en cuenta todo el combustible de cada tipo considerado consumido en cada territorio, pero convendría incorporar una aclaración expresa al respecto, al menos en la MAIN.
56. De otro lado, una vez adoptado un mecanismo de aprovisionamiento basado en la concurrencia competitiva, ligado a su vez a índices de cotización internacional, no parece estar justificado mantener un precio de liquidación semestral, máxime cuando para el gas en Baleares ya se vienen empleando precios mensuales, toda la mecánica del sistema de lecturas y liquidación es también mensual, y el despacho de las distintas unidades de producción no es uniforme, pues obedece, además de al precio, a distintos requerimientos de seguridad en la operación, que varían de forma continua.
57. De acuerdo con lo anterior, se recomienda que, con independencia de cuál sea la periodicidad de su publicación, los precios de los combustibles a efectos de liquidación se establezcan con carácter mensual. Ello redundaría en una mejor correspondencia entre precios de liquidación y despacho, y minimizaría las posibilidades de incurrir en un potencial despacho económicamente ineficiente. Esta modificación abundaría además en el objetivo perseguido por la disposición final primera.2 de la propuesta, la cual prevé que el precio de despacho del gas natural en Baleares sea actualizado de forma transitoria mediante resolución de la DGPEM en caso de transcurrir más de ocho meses desde su última aprobación, medida que se también se incorporó al proyecto de orden objeto del expediente IPN/CNMC/052/21 y fue positivamente valorada por esta Comisión.

Sexto. Sobre el precio de referencia del gas natural en Canarias y Melilla

58. El artículo 5 de la propuesta distingue en sus apartados 2 y 3 entre los términos que componen el precio de los combustibles, a excepción del gas natural en Baleares (a saber: precio del combustible en puerto y costes de logística), y los términos que componen el precio del gas natural en Baleares (que son el precio de la materia prima y los peajes del sistema gasista²⁵. Igualmente, el artículo 11.4 de la propuesta prevé que mediante resolución de la SEE se *«establecerá un precio de salida para la realización de la subasta de combustible, a partir de los precios de referencia aprobados en el artículo 11 [se refiere al 12] para el componente del precio del combustible en puerto, o para el precio de la materia prima, en el caso del gas natural en Baleares.»*
59. Sin embargo, más adelante, el artículo 12.4 establece que *«El precio de referencia a considerar en el procedimiento de subasta de combustible para el precio de combustible gas natural en puerto en Canarias y Melilla se corresponderá con el precio de referencia para el gas natural en Baleares [...]»* Se tiene por tanto que en el conjunto de la propuesta, desde su preámbulo a la MAIN, se diferencia entre el caso particular que supone el tratamiento del gas natural en Baleares (donde existe conexión vía gasoducto) y el resto de combustibles, incluido el gas natural en Canarias y Melilla, donde la componente comparable al coste de la materia prima sería el precio del combustible en puerto²⁶.
60. Conforme a lo anterior, se recomienda modificar la redacción del citado apartado 4 del artículo 12, aclarando que esa correspondencia entre el precio de referencia del gas natural Baleares, de un lado y, *puesto en puerto* en Canarias y Melilla, de otro, no significa que ambos precios de referencia sean el mismo, sino que el precio de referencia del gas natural en Canarias y Melilla será la suma del coste de la materia prima más el traslado hasta el puerto correspondiente.

²⁵ Conforme a 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, en su redacción dada por la Orden TED/1021/2021, de 27 de septiembre, para adaptarla a la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

²⁶ Así, por ejemplo, en el apartado III de dicho preámbulo se dice que *«En el caso particular del gas natural en Canarias y Melilla, en los que no existe un sistema gasista, se toma también esta misma estructura, pero teniendo en cuenta que el combustible en puerto llegará en forma de gas natural licuado, y los costes de logística reconocidos deben incluir, adicionalmente, los costes operativos asociados a la regasificación.»*

IV. CONCLUSIONES

61. El Pleno de la CNMC considera que la propuesta de orden cumple con los fines que su título anuncia: ejecuta la sentencia del TS de 16 de noviembre de 2021 N.º 301/2020, regula las subastas para el suministro de combustibles y la determinación de su precio, autoriza nuevos combustibles y establece valores de referencia, todo ello en relación con las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los TNP con régimen retributivo adicional. También revisa otras cuestiones técnicas relacionadas con los requisitos para la conexión a la red y el servicio de gestión de demanda de la interrumpibilidad. Se comparten los beneficios medioambientales y estratégicos que la incorporación del gas natural como combustible en Canarias y Melilla aportaría al *mix* energético de estos territorios, y la superación de un método transitorio para el cálculo del precio de este y los restantes combustibles empleados, en favor de un mecanismo de competencia competitiva mediante la celebración de subastas.
62. En relación con dichas subastas, se recomienda reemplazar en la fórmula propuesta para el cálculo del precio de referencia del gas natural las referencias al crudo Brent por índices que reflejen la cotización del gas natural en mercados europeos (particularmente, del ibérico), y ello sin perjuicio del establecimiento de un precio de reserva confidencial, por encima del cual no se diera por válido el resultado. Simultáneamente, y como salvaguarda en el caso de no poder culminarse el proceso de subasta, podría mantenerse como precio subsidiario el coste medio de aprovisionamiento del GNL en el mercado mayorista regularmente publicado por esta Comisión.
63. Para el aprovisionamiento del gas natural en Canarias y Melilla, la propuesta contempla el desarrollo de infraestructuras que no formarán parte del sistema gasista, para uso principal de los generadores de electricidad (con el suministro a puertos y buques como posible uso secundario), y dispone que sus costes de inversión se reconocerán vía procedimientos de competencia competitiva. Ahora bien, la MAIN no realiza una cuantificación ni del impacto económico asociado a dichas inversiones, ni de la adaptación de los grupos al uso del gas, lo que resulta en un análisis coste-beneficio incompleto. Con el fin de otorgar mayor visibilidad a las inversiones necesarias y atraer productores de energía eléctrica que pudieran no contar con experiencia previa en las actividades de regasificación y almacenamiento, se propone modificar el contenido del apartado 1 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.
64. Se aconseja establecer para la celebración de las subastas, al menos para los combustibles distintos del gas natural, una periodicidad más próxima a los plazos habituales en la contratación de hidrocarburos en los mercados internacionales. No hay razones de índole normativa que hagan preferible llegar al trienio y, si

celebrar una subasta cada año se antoja operativamente difícil, se recomienda considerar una periodicidad bienal.

65. Sin perjuicio de lo anteriormente expuesto, en el caso particular del gas natural, y en la actual situación de incertidumbre derivada de la suspensión del suministro vía gasoducto desde Rusia hacia la Unión Europea, se sugiere reconsiderar la oportunidad de celebrar en un corto plazo las subastas de gas natural. Cabría comenzar por los hidrocarburos líquidos, y aguardar a un momento de mayor estabilidad en el precio del gas, pues la presente volatilidad podría condicionar el resultado de la subasta, en especial en el caso de Canarias y Melilla, donde este combustible se introduciría ahora.
66. Con independencia de cuál sea la periodicidad de su publicación, los precios de los combustibles a efectos de liquidación deberían establecerse con carácter mensual; ello redundaría en una mejor correspondencia entre precios de liquidación y precios de despacho, y minimizaría las posibilidades de incurrir en un potencial despacho económicamente ineficiente.

ANEXO: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**