

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

- 23752** *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.*

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares son objeto de una reglamentación singular, debido a las características específicas que presentan derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado. De esta forma se podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en estos sistemas y los ingresos de dicha actividad de producción.

Por otra parte, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establece una serie de medidas para reducir el riesgo de garantía de suministro eléctrico en estos territorios y de profundizar en el objetivo de eliminación de los desajustes entre los ingresos y costes del sistema eléctrico marcado en el seno de la reforma del sector eléctrico. Entre estas medidas está el establecimiento de una resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la obtención de la autorización administrativa para tener derecho a percibir el régimen retributivo adicional, así como el establecimiento de un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación para la determinación del concepto retributivo asociado al combustible.

Por su parte, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, desarrolla determinados aspectos de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, como la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al citado régimen retributivo adicional en los territorios no peninsulares. Dicha retribución incluirá, entre otros conceptos, una retribución variable de generación que comprende a su vez una retribución por combustible.

La retribución por combustible definida en los artículos 31 a 34 del mencionado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se establece a partir de una serie de parámetros técnicos de liquidación por instalación tipo, que son revisados para cada periodo regulatorio, junto con un precio de los combustibles empleados en cada grupo para generar energía eléctrica.

Los precios de los combustibles son una de las partidas más importantes de la retribución por costes variables de las centrales, y para el cálculo de los mismos el precitado real decreto opta por un mecanismo de subastas que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación, de acuerdo a lo

establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre. De esta forma, el artículo 40.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, dispone que:

«Los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación,  $prc(c,i,h,j)$ , entre los que se incluirá la retribución por costes de logística, y la metodología para la determinación de dicho precio y su poder calorífico inferior  $pci(i,h,j)$ , serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema y la información remitida por los titulares de las instalaciones de producción correspondientes a las facturas del suministro de combustible.

Para la determinación del citado precio del combustible fósil se llevarán a cabo subastas de combustible.

El precio de combustible a utilizar a efectos de despacho será el que se establezca por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.»

Asimismo, hasta la entrada en vigor de la orden señalada en el artículo 40.5, resulta de aplicación la disposición transitoria tercera del meritado real decreto, en la que se recogen los combustibles fósiles que se consideran en cada uno de los territorios no peninsulares a efectos de la retribución que perciben los grupos generadores con régimen retributivo adicional, así como el método de cálculo del precio de cada uno de ellos. De acuerdo con la citada disposición, el precio de los combustibles se calculará como la suma del precio del producto definido a partir de unas referencias de mercados internacionales, y una retribución por costes de logística establecida en la misma disposición transitoria tercera, a excepción del gas natural cuyo precio se calculará de acuerdo con el método establecido en 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. Adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

En el caso de que se utilizaran nuevos combustibles fósiles a los recogidos en esta disposición, se prevé que 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.

Con el fin de adecuar las referencias de precio de combustibles vigentes a efectos del régimen retributivo adicional a los cambios que estaban experimentando tanto los precios de producto como los costes logísticos para el suministro de estos combustibles en determinados territorios no peninsulares, mediante la 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, se procedió a la revisión de los precios de producto y logística para los combustibles líquidos en Canarias y la hulla en Baleares, siendo de aplicación los valores referidos en la disposición transitoria tercera para el resto de combustibles y territorios no peninsulares.

## II

Con fecha 16 de noviembre de 2021 el Tribunal Supremo dictó sentencia 1337/2021, en el recurso contencioso-administrativo número 301/2020, interpuesto contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, y, con fecha 20 de diciembre de 2021, dictó auto de aclaración acordando la subsanación y complemento de la citada sentencia.

En concreto, la sentencia, complementada mediante auto, falla lo siguiente:

«1/ Declaramos la invalidez del artículo 4 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.

Se reconoce el derecho de la demandante a que la retribución por costes de logística incluya dichas cuotas extraordinarias.

Se declara el derecho de Endesa Generación, SAU a ser indemnizada por los daños y perjuicios que le haya ocasionado la aplicación del precepto artículo 4 de la Orden TED/776/2020), viniendo determinada la indemnización –cuya cuantía se fijará en ejecución de sentencia– por la diferencia que exista entre la retribución resultante de la aplicación de la norma en su redacción originaria y la que resulte de aplicar la nueva norma que la sustituya.

2/ Declaramos 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 peninsulares prescindiendo de sistema de subasta.

3/ Condenamos a la Administración del Estado (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) a dictar, en el plazo de seis meses, una orden ministerial que regule las subastas de combustibles, dando así a la obligación impuesta por los artículos 3 de la Ley 17/2013 y 40.5, 41 y 42 del Real Decreto 738/2015.»

Por tanto, para dar cumplimiento al mandato del Tribunal Supremo se ha de regular el procedimiento de subastas establecido en los artículos 40.5, 41 y 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Como se ha indicado, el artículo 40.5 del Real Decreto dispone que para la determinación del precio a efectos de liquidación se llevarán a cabo subastas, estando el procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil regulado en el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, donde se recogen las siguientes particularidades:

- a) El objeto de las subastas será el suministro de combustible y la determinación de su precio.
- b) Se realizarán subastas diferenciadas para cada uno de los tipos de combustible utilizados y para cada uno de los territorios no peninsulares.
- c) Las empresas propietarias de las centrales de producción presentarán la propuesta de pliego de bases por el que habrá de regirse la convocatoria y del borrador de contrato que haya que suscribirse con el adjudicatario de los que serán responsables.
- d) Se establecerá un precio de referencia del combustible a partir del cual se calculará el precio de salida para la realización de la subasta de combustible y que será el subsidiario para la fijación del precio de combustible en aquellos supuestos en los que no se pudiera fijar dicho precio mediante la subasta establecida en el presente artículo.

Además, el artículo 41 dispone que por orden ministerial se aprobará el precio de referencia de cada uno de los combustibles utilizados, y se designará al gestor encargado de la tramitación y gestión de las subastas.

Finalmente, en el artículo 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se recogen las excepciones de aplicación de la subasta para aquellos casos en los que el combustible no represente un volumen significativo, lo que se establecerá por orden de la actual Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Adicionalmente a la regulación de las subastas de combustible, debe tomarse en consideración que la sentencia, de forma adicional, declara la invalidez del artículo 4 de la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, 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 en virtud de la 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.

A este respecto, el Tribunal Supremo dictó con fecha 20 de diciembre de 2021 auto de aclaración de la citada sentencia de 16 de noviembre de 2021, mediante el que acuerda que «[...] el acogimiento de las pretensiones únicamente puede hacerse en favor de la entidad demandante, Endesa Generación, SAU, no así respecto de las otras entidades a las que se refiere la demanda –sociedades pertenecientes al grupo empresarial del que la demandante es matriz–, pues no cabe hacer pronunciamientos como los que se pretenden en favor de un grupo de sociedades que ni siquiera han sido identificadas y que no han sido parte en el proceso.» Por ello, el Tribunal Supremo complementa el apartado 1 del fallo de la sentencia declarando expresamente el derecho de Endesa Generación, SAU, a ser indemnizada por los daños y perjuicios que le haya ocasionado la aplicación del artículo 4 de la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto.

Por tanto, resulta necesaria la aprobación expresa de las cuotas abonadas por Endesa Generación, SAU, por este concepto en el año 2020, así como tener en consideración la necesidad de incorporar dentro de los costes de logística a aplicar en los territorios no peninsulares nuevas cuotas extraordinarias que, en su caso, pudieran aprobarse con carácter estatal.

Por otra parte, la citada Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, además de modificar precios de producto y de logística dentro de los componentes del precio de combustibles fósiles a efectos de liquidación y de despacho, incluía determinadas modificaciones en parámetros que forman parte del régimen retributivo adicional. Teniendo en cuenta que el Tribunal Supremo la ha declarado contraria a derecho por haber establecido la determinación del precio del combustible prescindiendo del sistema de subastas (FJ6), esta propuesta de orden incluye otras cuestiones adicionales recogidas en la orden recurrida que han quedado afectadas también por la nulidad de la misma y que resulta necesario aprobar de nuevo.

Finalmente, conviene destacar que, si bien la orden recurrida no incluía ninguna previsión en relación al gas natural, este es uno de los motivos de impugnación de la orden. La sentencia se pronuncia al respecto indicando que no es necesario entrar a analizar este aspecto, pues el mismo quedaría subsumido en el pronunciamiento consistente en que la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, es contraria a Derecho al establecer los precios prescindiendo del sistema de subasta. En este sentido, la aprobación de esta norma daría respuesta a la fijación de precios de combustible mediante subastas, incluido el gas natural, y también a la determinación de los mismos en tanto se obtengan los precios resultado de la subasta.

De acuerdo con lo anterior, los precios de referencia establecidos en esta norma y hasta que se disponga de precios de acuerdo a los resultados de las subastas reguladas en esta orden, tendrán efectos desde la fecha en que fue notificada la sentencia, esto es, desde el 27 de enero de 2022, al ser estos los precios subsidiarios de haberse aplicado el mecanismo de subasta desde dicha fecha.

### III

En relación con los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación, y a su método de cálculo, se opta por mantener una estructura análoga a la establecida en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y mantenida en la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, de forma que en la presente orden los precios de liquidación, a excepción del gas natural en Baleares, incluyen una componente asociada al combustible en puerto como producto, y unos costes de logística que reflejarán las diferencias de las estructuras de aprovisionamiento y requisitos logísticos que sean necesarios en cada isla para cada tipo de combustible.

El precio del combustible en puerto será obtenido a partir de las subastas de combustible, y junto con el coste de logística, servirá para calcular los precios de liquidación aplicables a las instalaciones que tienen otorgado el régimen retributivo adicional.

En relación con los costes de logística, cabe señalar que se aprueban costes diferenciados por isla o ciudad autónoma, salvo en el caso de Ibiza-Formentera, que se establecerán para el subsistema que forman ambas islas. Se añade asimismo que se incluirán los costes derivados de la aplicación de cuotas extraordinarias que pudieran establecerse en normativa estatal, para la debida y completa ejecución de la Sentencia 1337/2021 del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 recaída en el RCA 320/2020.

Se añade con respecto al marco actualmente vigente la posibilidad de revisión cada tres años de estos costes de logística, coincidiendo la primera revisión con el inicio del siguiente periodo regulatorio, en tanto este componente del precio de los combustibles no formará parte de las subastas y tendrá que ser gestionado por los titulares de los grupos generadores.

Para el combustible gas natural en Baleares, actualmente 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, así como su revisión mediante la Orden TED/1021/2021, de 27 de septiembre, incluyen el cálculo del precio de este combustible a efectos de liquidación, el precio a efectos de despacho, así como el poder calorífico inferior del mismo. Las anteriores órdenes tienen en cuenta la existencia de la conexión de Baleares con el sistema gasista peninsular, de modo que el gas natural llegaría a las centrales de Mallorca e Ibiza mediante gasoducto, y por ello los costes de logística que forman parte del precio de combustible estarían asociados al pago de los peajes, cargos y cánones del sistema gasista que fueran de aplicación.

En la presente norma se modifica lo previsto en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, de forma que el nuevo esquema considera el aprovisionamiento del gas natural en Baleares mediante el mecanismo de subastas, si bien manteniendo que los costes de logística serán los correspondientes a los peajes, cargos y cánones del sistema gasista atendiendo a la citada existencia de conexión de Baleares con el sistema gasista peninsular.

Para los nuevos combustibles fósiles aprobados en la presente orden en los que no existía un marco retributivo anterior, se determina también que el precio a efectos de liquidación tendrá una estructura análoga a la del resto de los combustibles fósiles, de forma que incluye una componente asociada al combustible en puerto como producto, y unos costes de logística. 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.

En cuanto a los precios de despacho, se establecen precios mensuales de despacho que serán publicados por el operador del sistema, a partir de las cotizaciones diarias de los índices y de las primas resultantes de la subasta de acuerdo al procedimiento previsto en esta orden o, si no se dispone de un resultado de la subasta, a partir de las cotizaciones diarias de los índices y de las primas establecidos como precios de referencia en el artículo 13.

Finalmente, el cálculo del poder calorífico inferior a efectos de liquidación se obtendrá a partir de los análisis realizados a las partidas de combustible que se consumen, aprovisionadas en virtud del resultado de la subasta. En cuanto a los valores del poder calorífico inferior a efectos de despacho, se definen como la media anual de los últimos valores de liquidación aprobados.

#### IV

Como se ha indicado, el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, recoge los requisitos que debe cumplir el procedimiento de subasta para el suministro de combustible que se establezca por orden ministerial, que estará en todo caso sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

De esta forma, el citado artículo establece, entre otros, que se realizarán subastas diferenciadas para cada uno de los tipos de combustible utilizados y para cada uno de los territorios no peninsulares, y que se establecerá un precio de referencia del combustible, aprobado por orden ministerial, a partir del cual se calculará el precio de salida para la realización de la subasta, y que además será el subsidiario para la fijación del precio de combustible en aquellos supuestos en los que no se pudiera fijar dicho precio mediante la subasta.

El procedimiento propuesto en la presente orden establece como objeto a subastar el combustible en puerto en cada territorio no peninsular, o el precio de la materia prima en el caso del gas natural en Baleares, incluyendo una fase previa a la convocatoria de las subastas que valora posibles suministradores de combustible interesados en participar en una subasta, en las condiciones establecidas en la propuesta de pliegos de bases y borrador de contrato que habrán presentado las empresas propietarias de las centrales de producción.

El gestor de la subasta precalificará por tipo de combustible y territorio no peninsular a aquellos posibles oferentes que hayan acreditado su capacidad legal, técnica y económica para el efectivo suministro de combustible.

Posteriormente a la fase previa, mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía se convocará el procedimiento de subasta para los productos a subastar.

El desarrollo de la subasta comprende una fase de recepción de las ofertas, en la que pueden participar los oferentes precalificados, y una fase de ordenación de las ofertas, ambas llevadas a cabo por el gestor de la subasta.

Finalmente, el procedimiento será resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En aquellos casos en los que no se haya convocado subasta o no se haya obtenido un resultado en la misma, los titulares de los grupos deberán establecer contratos particulares de suministro de combustible. En estos casos, el precio de combustible para determinar la retribución de los grupos generadores se calculará a partir de los precios de referencia, según establece el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En lo que respecta a los precios de referencia establecidos en esta norma, al igual que sucede con los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación y a su método de cálculo, se mantienen de forma general unos precios de referencia alineados con el marco normativo. En este caso, resulta razonable el mantenimiento de los valores que resultaron de la revisión obrada para algunos combustibles mediante la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto.

De esta forma, se mantienen las referencias recogidas en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y se toma como referencia la revisión de los valores que se realizó mediante la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, para los hidrocarburos líquidos y hulla, definiéndose los precios de referencia de estos combustibles en base a cotizaciones de combustibles en mercados internacionales.

En el caso del gas natural en Baleares, se establece una nueva referencia de precio en base a la cotización del gas natural en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

Para los nuevos combustibles autorizados, a excepción de los gases licuados del petróleo, se establecen, análogamente, unos precios de referencia definidos a partir de distintos índices y cotizaciones de combustibles en mercados internacionales. Para el caso concreto del gas natural en Canarias y Melilla se establece la misma referencia que para el gas natural de Baleares.

Las referencias así definidas a partir de cotizaciones en los distintos mercados determinarán el precio de salida y el precio resultante de la subasta.

Paralelamente al establecimiento del procedimiento de subasta, tal y como se recoge en el artículo 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se prevén las excepciones de participación en el mismo a aquellos combustibles que representan un bajo volumen de consumo.

Por último, otro de los requisitos señalados en el artículo 41 es la designación de un gestor encargado de la tramitación y gestión de las subastas por orden ministerial designándose para esta labor al Operador del Mercado Organizado de Gas, MIBGAS, SA.

## V

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 recoge los ambiciosos objetivos que España ha asumido como compromiso y contribución al esfuerzo internacional y europeo en relación con la descarbonización, la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.

Dentro de las medidas a adoptar para alcanzar los objetivos marcados, se señala la necesidad de reducir la dependencia del petróleo y carbón en las islas, medida recogida dentro de la dimensión de seguridad energética. Actualmente la mayor parte de la contribución en el mix eléctrico en los territorios no peninsulares se debe a centrales que emplean combustibles fósiles con altos niveles de emisiones contaminantes. En la medida en la que la generación de energía de origen convencional seguirá siendo necesaria para poder asegurar la cobertura de la demanda, resulta adecuado reducir la dependencia del petróleo en las islas y emplear combustibles con menores niveles de emisiones que los actualmente utilizados en la generación de energía eléctrica. De esta forma, se mejora tanto la diversificación del mix energético, como los niveles de emisiones contaminantes.

Este objetivo resulta esencial en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla.

Hay que tener en cuenta que, en Baleares y Ceuta, de acuerdo al 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, están previstas algunas actuaciones que se concretarán en nuevas interconexiones o mejora de las existentes con el sistema eléctrico peninsular y que, previsiblemente, supondrán una reducción del funcionamiento de las centrales con combustibles fósiles. En todo caso, siempre será importante emplear combustibles con menores niveles de emisiones también en estos territorios para alcanzar los objetivos establecidos.

En Canarias y Melilla los combustibles empleados en generación eléctrica son principalmente fueloil, gasoil y diésel oil. La introducción del gas natural como combustible en generación eléctrica en estos territorios supondrá una significativa reducción de las emisiones contaminantes respecto del mix actual y facilitará una mejor diversificación del suministro.

Adicionalmente a lo anterior, resulta necesario para el cumplimiento de determinados requerimientos medioambientales en algunos territorios no peninsulares el empleo de un nuevo combustible en algunos de los grupos actualmente en funcionamiento, el gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre (GOA).

Por último, y para la mayor diversificación de combustibles que supongan una alternativa de transición hacia nuevos combustibles, se aprueba el empleo del combustible gases licuado del petróleo (GLP) en Canarias.

Así, y en la medida en la que la presente orden regula las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, dentro de las cuales debe integrarse el suministro de todos los combustibles fósiles, resulta necesario aprobar adicionalmente el empleo del gas natural a Canarias y Melilla, el gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre en Canarias, Ceuta y Melilla, así como los gases licuados del petróleo (GLP) en Canarias.

Finalmente, conviene destacar que, como se ha indicado, las autorizaciones de estos combustibles persiguen la reducción de las emisiones contaminantes y el avance en los objetivos de descarbonización establecidos.

En línea con lo anterior y dentro de la transición energética en la que está inmersa España, existen otros combustibles que están llamados a tener un papel fundamental en la descarbonización, como el hidrógeno o combustibles sintéticos. No obstante, en este

momento no existe un mercado organizado de los mismos, por lo que no procede organizar una subasta.

## VI

Es necesario destacar que en Canarias y Melilla no existe un sistema de transporte y distribución de gas natural que permita el acceso al gas natural a todos los consumidores, como sucede en la península. Por tanto, para asegurar el aprovisionamiento de este combustible en los anteriores territorios sin implantar un subsistema de transporte de gas natural u otras instalaciones que formen parte del sistema gasista, debe considerarse la utilización de determinadas infraestructuras para uso de los grupos generadores de electricidad, por ejemplo, instalaciones de gasificación o almacenamiento.

En lo referente a los costes de inversión asociados a estas infraestructuras gasistas cuyo uso principal será la generación eléctrica, se atenderá a lo dispuesto en el título IV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en el cual se prevé un procedimiento competitivo para el reconocimiento de las inversiones asociadas a nuevas instalaciones, así como a renovaciones de instalaciones existentes.

No obstante lo anterior, dentro del citado procedimiento competitivo, cuyo desarrollo y características se particularizan en el anexo VIII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, existen una serie de condiciones al otorgamiento de resolución de compatibilidad, que habilita a la percepción del régimen retributivo adicional, para las nuevas inversiones. En particular, se dispone en dicho anexo VIII.3 que no se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a las nuevas inversiones si este reconocimiento supone, en el horizonte temporal de dos periodos regulatorios, mayores costes para el sistema, con la excepción de inversiones que se deriven de cumplimiento de normativa estatal.

Tal y como se ha expuesto, no existe un sistema de transporte y distribución de gas natural en Canarias y Melilla, por lo que el empleo de este combustible supone la utilización de instalaciones asociadas para uso de los grupos generadores de electricidad. La inversión en estas instalaciones podría estar limitada por la condición recogida en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, siendo necesaria por tanto su eliminación para que, de forma justificada y atendiendo siempre a la minimización de costes, las nuevas instalaciones de generación que empleen gas natural o bien modificaciones de instalaciones existentes para el consumo de este combustible, puedan ser consideradas en un procedimiento competitivo que pudiera derivar en el empleo del gas natural como combustible en la producción eléctrica en estos territorios.

Finalmente, en lo que respecta al desarrollo del procedimiento de concurrencia competitiva, y de manera adicional a la eliminación de la anterior condición, se procede a modificar el citado anexo VIII para recoger la posibilidad de incluir dentro de las convocatorias del procedimiento de concurrencia competitiva una serie de criterios técnicos, de seguridad y medioambientales en la valoración de las solicitudes presentadas, conforme lo señalado en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

## VII

El régimen retributivo adicional incluye, además de la retribución por costes variables muy afectada por los precios de los combustibles, una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar a la del resto de actividades con retribución regulada en el sector eléctrico. Los parámetros necesarios para la determinación de la retribución por costes fijos para las centrales que tienen otorgado el régimen retributivo adicional se definen en el capítulo II del título IV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En particular, la retribución por costes fijos incluye la retribución por inversión que se determina a partir del valor de la inversión reconocida calculada de acuerdo a lo establecido en el artículo 26 del precitado real decreto. De acuerdo a dicho artículo en el



cálculo del valor de la inversión reconocida resulta necesario establecer valores unitarios de referencia en €/MW, que representan el valor medio de la inversión en cada sistema eléctrico aislado de los territorios no peninsulares, desglosado en función de la tecnología y la potencia del grupo. Asimismo, los valores unitarios de referencia estarán afectados por un coeficiente de corrección en aquellos supuestos en los que se instalen nuevos grupos de generación aprovechando infraestructuras existentes.

Como se ha expuesto, España se ha marcado unos objetivos de descarbonización de acuerdo a la senda prevista en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 que conllevarán la renovación del parque generador existente en los territorios no peninsulares. Para poder asegurar una retribución adecuada a nuevos grupos, y en la medida en la que no están definidos los valores unitarios de referencia para ninguna tecnología, mediante la presente orden se procede a aprobar dichos valores de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 26.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

### VIII

En virtud de todo lo anteriormente expuesto, atendiendo a lo previsto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y la Sentencia 1337/2021 respecto al recurso contencioso-administrativo número 301/2020 interpuesto contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, mediante la presente orden se regulan las subastas de combustibles, aprobándose a tal efecto: los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación, la metodología para el cálculo del precio de los combustibles, la metodología para el cálculo del poder calorífico inferior de los combustibles, el procedimiento de subasta, los precios de referencia a emplear en la subasta y los combustibles exceptuados del procedimiento de subastas.

Asimismo, mediante la presente orden se establecen los precios de combustible a efectos de despacho y se designa el gestor encargado de las subastas.

Adicionalmente, se aprueba explícitamente la cuantía que ha de reconocerse a Endesa Generación, SAU como indemnización por la diferencia existente entre los costes de logística aprobados en esta orden y los que se recogían en el artículo 4 de la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, consistiendo esta diferencia en las cuotas extraordinarias abonadas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) en virtud de la Orden TED/456/2020, de 27 de mayo. Esta cantidad habrá de ser abonada por el órgano encargado de las liquidaciones con cargo al extracoste de producción de los territorios no peninsulares.

Por otra parte, se autoriza el combustible gas natural en Canarias y Melilla, el gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre en Canarias, Ceuta y Melilla, y los gases licuados del petróleo en Canarias, cuyo precio, al igual que el resto de combustibles, será determinado por las subastas de combustible.

También se aprueban los valores unitarios de referencia a partir de los cuales se calculará el valor de la inversión reconocida para nuevos grupos de generación con régimen retributivo adicional.

Adicionalmente, se establece un «valor tope» «t» diferente por instalación tipo, tal y como se recogía en la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, tras la modificación en el artículo 33 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, obrada mediante el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Finalmente, se corrigen algunas erratas de la 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 publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 208 de fecha 1 de agosto de 2020, y se modificación la 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.

## IX

La regulación de los precios de combustibles y las subastas de combustibles se lleva a cabo en virtud de lo establecido en los artículos 40.5, 41 y 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y en cumplimiento de la Sentencia 1337/2021 respecto al recurso contencioso-administrativo número 301/2020 interpuesto contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto. Asimismo, la aprobación de nuevos combustibles, la aprobación de valores unitarios de inversión, así como las modificaciones necesarias para la celebración del primer procedimiento de concurrencia competitiva se aprueban de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria tercera, el artículo 26, y la disposición final segunda del precitado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, respectivamente.

El establecimiento de valores tope «t» por instalación tipo se lleva a cabo en virtud de lo dispuesto en el artículo 33.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, así como en cumplimiento de la Sentencia 1337/2021.

La propuesta se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación que se detallan en el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Pública, y que incluyen los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia, conteniendo la regulación imprescindible para atender a la necesidad que se pretende cubrir.

Respecto de la adecuación de la misma a los principios de necesidad y eficacia, se orienta a la consecución de varios objetivos. El principal objetivo es la completa y debida ejecución de la Sentencia 1337/2021 del Tribunal Supremo de fecha 20 de noviembre de 2021 recaída en el RCA 320/2020, para lo que se regulan las subastas de combustible y todo aquello que resulta necesario para el desarrollo de las mismas, además de incorporar, por seguridad jurídica, aquellas cuestiones incluidas en la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto que se declarado contraria a Derecho por el Tribunal Supremo y que resulta necesario que se vuelvan a aprobar en términos similares. Además, la aprobación de la utilización de los nuevos combustibles a efectos de la retribución de los grupos generadores en Canarias, Ceuta y Melilla permite su participación en las subastas aquí reguladas. Por otro lado, se adecúa al objetivo de establecer valores unitarios de referencia para la estimación del valor de la inversión reconocida a posibles nuevas instalaciones de producción en los territorios no peninsulares.

Con la aprobación de esta disposición también garantiza la proporcionalidad dado que es la única medida que permite la consecución de los objetivos anteriores, conforme la normativa de aplicación.

La seguridad jurídica y la transparencia están garantizadas pues la aplicación de la misma se hace mediante el uso de indicadores, referencias de precios explícitas, así como fórmulas. Del mismo modo, se ha llevado a cabo el preceptivo trámite de audiencia e información pública del proyecto de orden, a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en aras de asegurar la transparencia durante la tramitación de la misma.

Por último, se cumple el principio de eficiencia en el sentido de que la presente orden se circunscribe a los objetivos buscados añadiendo las mínimas cargas necesarias para su consecución y racionalizando la gestión de recursos públicos. Por otro lado, el establecimiento de valores unitarios de referencia se limita a las mismas tecnologías y potencias que las definidas para el primer periodo regulatorio.

Asimismo, lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las reglas 13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> del artículo 149.1 de la Constitución, atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, y como consecuencia del meritado artículo, se dictaron la Ley 17/2013, de 29 de octubre, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, anteriormente expuestos.

Mediante Acuerdo de 23 de diciembre de 2022, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar esta orden.

En su virtud, y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

## CAPÍTULO I

### Disposiciones Generales

#### Artículo 1. *Objeto.*

1. La orden tiene por objeto, de acuerdo a lo previsto en el artículo 40.5 del 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, establecer a efectos del régimen retributivo adicional lo siguiente:

- a) Los componentes del precio de los combustibles fósiles de liquidación, incluyendo costes de logística.
- b) El método de cálculo del precio del combustible, para el que se llevarán a cabo subastas de combustible.
- c) El método de cálculo del poder calorífico inferior.
- d) El precio de combustible a efectos de despacho.

2. Igualmente, la orden tiene por objeto establecer el procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil definido en el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, incluyendo dentro de este procedimiento de subasta la definición de:

- a) Los componentes del precio de referencia y su método de cálculo.
- b) El gestor encargado de la tramitación y gestión de las subastas.

3. Asimismo, es objeto de esta orden definir las excepciones de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil de acuerdo a lo previsto en artículo 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

4. También constituye el objeto de esta orden la aprobación del gas natural como combustible en Canarias y Melilla, el gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre (GOA) en Canarias, Ceuta y Melilla, y los gases licuados del petróleo (GLP) en Canarias, a efectos del régimen retributivo adicional establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

5. Igualmente, esta orden tiene por objeto definir los valores unitarios de referencia, en €/MW, en función de la tecnología y la potencia del grupo, así como los coeficientes de corrección que afectan a los mismos, para la determinación del régimen retributivo adicional aplicable a las instalaciones de generación ubicadas en los territorios no peninsulares.

6. Finalmente, la orden tiene por objeto establecer distintos valores por instalación tipo del valor tope del parámetro «t», tiempo transcurrido desde la última parada, definido en el artículo 33 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

## Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

## CAPÍTULO II

### **Nuevos combustibles en los territorios no peninsulares**

#### Artículo 3. *Aprobación del empleo del gas natural como combustible en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.*

Se aprueba el empleo del combustible gas natural en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla a efectos del régimen retributivo adicional establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

#### Artículo 4. *Aprobación del empleo del gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre como combustible en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.*

Se aprueba el empleo del combustible gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre (GOA) en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares de Canarias, Ceuta y Melilla a efectos del régimen retributivo adicional establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

#### Artículo 5. *Aprobación del empleo de los gases licuados del petróleo como combustible en grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.*

Se aprueba el empleo como combustibles de los gases licuados del petróleo (GLP) en grupos generadores ubicados en el territorio no peninsular de Canarias a efectos del régimen retributivo adicional establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

## CAPÍTULO III

### **Componentes y método de cálculo de precios de combustible**

#### Artículo 6. *Componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación.*

1. Los combustibles fósiles que se considerarán por zonas geográficas a efectos del régimen retributivo adicional y del procedimiento de subasta regulado en esta orden son los establecidos en el anexo I.

2. El precio de cada uno de los combustibles fósiles utilizados, Prc (c,i,h,j), a excepción del gas natural en Baleares, se compone de los siguientes términos:

a) Precio del combustible en puerto: Este precio incluye el precio del producto y los costes asociados a su traslado a cada territorio no peninsular, y será obtenido de la subasta de combustible a que hace referencia el capítulo IV, o en su caso el precio obtenido según lo establecido en el capítulo V para las excepciones a la subasta.

b) Costes de logística: Son los costes asociados a las operaciones de logística necesarias 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.

3. El precio del combustible gas natural en Baleares, Prc (i,h,j), se compondrá de los siguientes términos:

a) Precio de la materia prima, que se corresponde con el precio medio mensual de aprovisionamiento del gas natural en el mes de consumo, expresado en €/MWh, obtenido de la subasta de combustible a que hace referencia el capítulo IV, o en su caso el precio obtenido según lo establecido en el capítulo V.

b) Costes de logística, que en Baleares serán calculados en base a los peajes, cánones y cargos del sistema gasista que sean de aplicación.

4. Adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón definido en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, y de aquellos impuestos sobre hidrocarburos que pudieran establecerse a nivel estatal.

5. Por orden ministerial se podrán establecer nuevos combustibles a efectos del régimen retributivo adicional, en particular aquellos combustibles que puedan proceder de fuentes renovables, así como el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible.

*Artículo 7. Método de cálculo del precio de los combustibles fósiles líquidos y hulla a efectos de liquidación.*

1. El precio de cada uno de los combustibles fósiles líquidos y hulla utilizados a efectos de liquidación, Prc (c,i,h,j), se calculará mensualmente como la suma del precio de combustible en puerto, los costes de logística, y, en su caso, los impuestos que sean de aplicación de acuerdo a lo previsto en el artículo 4.

2. Los precios del combustible en puerto por tipo de combustible y territorio no peninsular se aprobarán con carácter semestral por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, serán publicados en el «Boletín Oficial del Estado», y se calcularán mensualmente como los precios resultado de la subasta de acuerdo al artículo 21, o bien según lo establecido en el artículo 24 para los casos que no exista un resultado de la subasta o en el artículo 26 para los combustibles exceptuados de la citada subasta.

3. Los costes de logística a incluir como componente del precio de los combustibles fósiles utilizados serán los que se recogen en el anexo II.

4. Los costes de logística de los combustibles fósiles líquidos y hulla utilizados se podrán revisar por orden ministerial cada tres años, con anterioridad al inicio del nuevo periodo de tres años, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La primera revisión, en su caso, se realizará coincidiendo con el inicio del siguiente periodo regulatorio.

Esta revisión se efectuará a partir de los datos disponibles de las facturas y contratos correspondientes a los suministros que el titular de los grupos con régimen retributivo adicional presenta atendiendo a lo establecido en el artículo 31.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

*Artículo 8. Método de cálculo del precio del combustible gas natural a efectos de liquidación.*

1. El precio del combustible gas natural en Baleares, en €/Tm, se calculará mensualmente y será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, publicándose en el «Boletín Oficial del Estado», de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{prc} (i, h, j) = \frac{(P_m + C_{\log}) \times PC}{\rho_r \times \rho_{\text{aire}}}$$

Donde:

prc (i,h,j): Precio del gas natural utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, expresado en €/Tm.

$P_m$ : Precio de la materia prima, expresado en €/MWh será obtenido como los precios resultado de la subasta de acuerdo al artículo 21, o bien según lo establecido en el artículo 24 para los casos que no exista un resultado de la subasta o en el artículo 26 para los combustibles exceptuados de la citada subasta.

$C_{log}$ : Costes de logística definidos en el siguiente apartado, en €/MWh.

PC: Poder calorífico del gas natural consumido por el grupo, aplicado en la facturación mensual, expresado en kWh/m<sup>3</sup>.

$\rho_r$ : Densidad relativa del gas natural consumido por el grupo correspondiente en el periodo de facturación y proporcionada por el Gestor Técnico del Sistema.

$\rho_{aire}$ : Densidad del aire de 1,2215 kg/m<sup>3</sup>, calculada según la metodología CIPM-1981/91, tomando una temperatura ambiente de 15 °C, una humedad relativa del 50 % y una presión relativa de 1013,25 hPa.

2. Los costes de logística mensuales  $C_{log}$  a aplicar en el cálculo del precio del combustible gas natural en Baleares, se calcularán para cada grupo generador de acuerdo a lo siguiente:

$$C_{log} = \frac{P_{red}}{V}$$

Siendo:

$P_{red}$ : Facturación mensual de los peajes aplicados en el punto de salida para cada grupo generador, en euros.

V: Volumen mensual del gas natural consumido por cada grupo generador, expresado en MWh.

3. El precio de combustible gas natural en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla, en €/Tm, se calculará mensualmente y será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, publicándose en el «Boletín Oficial del Estado», de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$prc(i, h, j) = \frac{(P_{cp} + C_{log}) \times PC}{\rho_{GN}}$$

Donde:

prc (i,h,j): Precio del gas natural utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, expresado en €/Tm.

$P_{cp}$ : Precio del combustible en puerto, expresado en €/MWh será obtenido como resultado de la subasta de acuerdo al artículo 21, o bien según lo establecido en el artículo 24 para los casos que no exista un resultado de la subasta o en el artículo 26 para los combustibles exceptuados de la citada subasta.

$C_{log}$ : Costes de logística establecidos en el anexo II, en €/MWh.

PC: Poder calorífico del gas natural consumido por el grupo, expresado en kWh/m<sup>3</sup>. Este término se calculará mensualmente como la media ponderada del poder calorífico superior del gas natural de las partidas de combustible consumido en el periodo, obtenido este poder calorífico de análisis realizados por una entidad acreditada.

$\rho_{GN}$ : Densidad del gas natural consumido por el grupo, en kg/m<sup>3</sup>. Este término se calculará mensualmente como la media ponderada de la densidad de las partidas de

combustible consumido en el periodo, obtenida esta densidad de análisis realizados por una entidad acreditada.

4. Los costes de logística establecidos para el gas natural en Canarias y Melilla,  $C_{log}$ , se podrán revisar por orden ministerial cada tres años, con anterioridad al inicio del nuevo periodo de tres años, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La primera revisión, en su caso, se realizará coincidiendo con el inicio del siguiente periodo regulatorio.

Esta revisión se efectuará a partir de los datos disponibles de las facturas y contratos correspondientes a los suministros que el titular de los grupos con régimen retributivo adicional presenta atendiendo a lo establecido en el artículo 31.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

5. En el cálculo del precio de combustible gas natural en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla únicamente se contemplarán costes asociados a la producción de energía eléctrica, y podrán detrarse, en su caso, posibles ingresos por parte de los titulares de los grupos derivados del empleo de las instalaciones del gas natural ajenos a la producción de energía eléctrica.

#### Artículo 9. *Método de cálculo del poder calorífico inferior a efectos de liquidación.*

1. El poder calorífico inferior pci (c,i,h,j) de los combustibles fósiles utilizados, a excepción del gas natural en Baleares, se calculará mensualmente como la media ponderada de los poderes caloríficos inferiores reales de cada partida de combustible consumido, obtenidos los poderes caloríficos reales de los análisis realizados en cada partida de combustible consumido.

2. Los titulares de las centrales deberán declarar mensualmente el valor del poder calorífico inferior de cada partida de combustible al órgano encargado de las liquidaciones, quien realizará inspecciones aleatorias para verificar los datos declarados. A estos efectos, los titulares deberán presentar los resultados de las pruebas realizadas por una entidad acreditada.

3. En aquellos casos en los que no se disponga de información suficiente o adecuada para calcular el poder calorífico inferior a efectos de liquidación según los apartados anteriores, se tomarán como valores los recogidos en el anexo III.

4. Los poderes caloríficos de los combustibles fósiles, a excepción del gas natural en Baleares, a efectos de liquidaciones se aprobarán por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, y serán publicados en el «Boletín Oficial del Estado».

5. El valor del poder calorífico inferior del combustible gas natural en Baleares a efectos de liquidación para cada grupo será el dato medio mensual proporcionado por el Gestor Técnico del Sistema que corresponda al punto de entrega del grupo.

#### Artículo 10. *Precio de combustibles a efectos de despacho.*

1. El precio de cada uno de los combustibles fósiles líquidos y hulla utilizados a efectos de despacho se calculará como la suma del precio de combustible en puerto de despacho, los costes de logística, y, en su caso, los impuestos que sean de aplicación de acuerdo a lo previsto en el artículo 5.

2. El precio de combustible gas natural en Baleares a efectos de despacho se calculará de acuerdo a la fórmula establecida en el artículo 8, con las siguientes consideraciones:

$P_m$ : Precio de la materia prima, a efectos de despacho, en €/MWh, definida en el apartado 4.

$C_{log}$ : Costes de logística a efectos de despacho, en €/MWh, se corresponde con la parte de la facturación mensual de los peajes aplicados en el punto de salida que se corresponda con la componente variable de los mismos, expresados en €/MWh.

PC: Poder calorífico del gas natural, a efectos de despacho, en kWh/m<sup>3</sup>.

$\rho_r$ : Densidad relativa del gas natural, a efectos de despacho.

$\rho_{\text{aire}}$ : Densidad del aire, para la que se tomará el valor de 1,2215 kg/m<sup>3</sup>.

Los valores de los parámetros  $C_{\text{log}}$ , PC y  $\rho_r$ , a efectos de despacho, se corresponderán con la media de los últimos valores aprobados para estos términos a efectos de liquidación de acuerdo a lo establecido en el artículo 8.

3. El precio de combustible gas natural en los territorios no peninsulares de Canarias y Melilla, a efectos de despacho, se calculará de acuerdo a la fórmula establecida en el artículo 8, donde el precio de combustible en puerto ( $P_{\text{cp}}$ ) de despacho será el definido en el apartado siguiente, y los parámetros PC, poder calorífico del gas natural, y  $\rho_{\text{GN}}$ , densidad del gas natural, a efectos de despacho, se corresponderán con la media de los últimos valores aprobados.

4. El precio del combustible en puerto, así como el precio de la materia prima en el caso del gas natural en Baleares ( $P_m$ ), a efectos de despacho indicados en los apartados anteriores, serán publicados antes de la finalización de la segunda quincena de cada mes por el operador del sistema. Estos precios se calcularán mensualmente como la media aritmética de las cotizaciones diarias de los índices y primas establecidos como resultado de la subasta de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 21, o, en su caso, de los índices y primas establecidos como precios de referencia en el artículo 13 de la presente orden para el periodo correspondientes al mes móvil que comprende la segunda quincena del mes anterior al de la publicación y la primera quincena del propio mes de publicación considerando.

5. Los costes de logística a efectos de despacho serán los últimos aprobados de acuerdo a lo establecido en los artículos 7 y 8.

6. A efectos del cálculo de los costes de generación de liquidación de cada grupo generador categoría A que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, se procederá a regularizar la retribución por costes variables de generación por la diferencia entre los precios reales de los valores de liquidación según lo indicado en este capítulo y los utilizados para realizar el despacho.

**Artículo 11. Poder calorífico inferior a efectos de despacho.**

1. Los valores del poder calorífico inferior de los combustibles líquidos y hulla utilizados a efectos de despacho de producción, y valorado en th/t, será la media de los últimos valores de poder calorífico inferior a efectos de liquidación aprobados con carácter definitivo para cada territorio no peninsular.

2. En el caso del combustible gas natural el poder calorífico inferior a efectos de despacho se calculará como la media ponderada de los últimos valores de poder calorífico a efectos de liquidación aprobados con carácter definitivo para cada sistema eléctrico de cada territorio no peninsular.

## CAPÍTULO IV

### Subasta de combustible

**Artículo 12. Objeto de la subasta.**

1. El objeto de la subasta será el suministro de combustible para cada uno de los tipos de combustible utilizados y para cada uno de los territorios no peninsulares, así como la determinación de su precio, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

2. Las subastas de combustible se realizarán con carácter bienal.

3. La resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta establecerá el volumen para cada producto a subastar en cada territorio no peninsular.



4. Asimismo, la resolución establecerá un precio de salida para la realización de la subasta de combustible, a partir de los precios de referencia aprobados en el artículo 13 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.

5. Los costes de logística señalados en el artículo 6 no se incluirán dentro del procedimiento de subasta. Estos serán responsabilidad de la empresa productora y serán retribuidos a la misma de acuerdo con los artículos 7 y 8.

*Artículo 13. Precios de referencia dentro de los componentes del precio de combustibles fósiles para la realización de las subastas.*

1. Los precios de referencia para cada uno de los combustibles fósiles utilizados se establecen para el componente del precio del combustible en puerto, a excepción del gas natural en Baleares, donde el precio de referencia se establece para el precio de la materia prima.

2. Los precios de referencia a considerar como precio de combustible en puerto para hidrocarburos líquidos y hulla en el procedimiento de subasta de combustible se calcularán mensualmente como la media aritmética de los índices y cotizaciones diarios siguientes:

a) Para la hulla importada, será igual al índice API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus, con un diferencial de +1 \$/t.

b) Para el fueloil BIA (1 por ciento), consumido en los territorios no peninsulares de Baleares, Melilla y Ceuta será igual al rango bajo de cotizaciones de fueloil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), publicada en el Platts European Marketscan. Para el fueloil BIA (1 por ciento), consumido en el territorio no peninsular de Canarias será igual al rango alto de cotizaciones de fueloil 1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan con un diferencial de +22 \$/t.

c) Para el fueloil BIA 0,73 por ciento del territorio no peninsular de Canarias se tomará el rango alto de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan con un diferencial de -95 \$/t.

d) Para el diésel oil del territorio no peninsular de Canarias, se establecerá con un porcentaje del 0,95 sobre el rango alto de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan y un diferencial de +25 \$/t. Para el diésel oil del territorio no peninsular de Ceuta, se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética del rango bajo de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y fueloil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), publicada en el Platts European Marketscan.

e) Para el gasoil 0,1 por ciento consumido en los territorios no peninsulares de Baleares, Melilla y Ceuta se tomará el rango bajo de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan. Para el gasoil 0,1 por ciento consumido en el territorio no peninsular de Canarias se tomará el rango alto de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan.

f) Para el gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre (GOA) en los territorios no peninsulares de Canarias, Ceuta y Melilla, se tomará como índice el rango alto de cotizaciones del ULSD 10 ppm en el mercado CIF NWE publicado en el Platts European Marketscan, con un diferencial de 10\$/t.

g) Para el fueloil BIA 0,3 por ciento del territorio no peninsular de Canarias será igual al rango alto de cotizaciones de gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan.

Para la conversión de dólares USA a euros se tomarán los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicados por el Banco Central Europeo y correspondientes al periodo de cálculo del precio de referencia.

3. El precio de referencia a considerar como precio de la materia prima para el combustible gas natural en Baleares y como precio de combustible en puerto para el gas natural en Canarias y Melilla dentro del procedimiento de subasta de combustible se calculará mensualmente como la media aritmética del precio medio ponderado de todas las transacciones en productos Diarios (D+1 en adelante) y Fin de Semana (si aplica) con entrega al día siguiente de gas natural en el punto virtual de balance (PVB) registradas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

4. Estos precios de referencia serán los subsidiarios para la fijación del precio de combustible a retribuir en aquellos supuestos en los que no se pudiera fijar dicho precio mediante el procedimiento de subasta de combustible.

#### Artículo 14. *Precios de salida para la realización de las subastas.*

Los precios de salida necesarios para la convocatoria de subasta se establecerán, con carácter general, como un aumento de hasta un 10 % sobre los precios de referencia definidos en el artículo anterior para los combustibles líquidos y hulla, así como para el gas natural en Canarias y Melilla, y como un aumento de hasta un 3 % para el gas natural en Baleares.

#### Artículo 15. *Designación del gestor de las subastas.*

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se designa como gestor encargado de la tramitación y gestión de las subastas al Operador del Mercado Organizado de Gas, MIBGAS, SA.

El gestor de las subastas desarrollará las siguientes funciones para la tramitación y gestión de las subastas, de forma no exhaustiva:

- a) Proceder a la precalificación de los eventuales participantes en la subasta en la fase previa a la convocatoria. Para ello verificará la documentación aportada por los interesados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16.
- b) Trasladar los resultados de la fase previa a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- c) Recibir y analizar las ofertas de los participantes en la subasta de acuerdo con lo dispuesto en esta orden ministerial y en la convocatoria.
- d) Ordenar las ofertas de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 20.
- e) Trasladar las ofertas recibidas, así como las ofertas ordenadas en la etapa de desarrollo de la subasta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

#### Artículo 16. *Fase previa en el procedimiento de subasta de combustibles.*

1. Con periodicidad bienal, la Dirección General de Política Energética y Minas publicará en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el acuerdo de inicio del procedimiento de la subasta de combustible con las estimaciones de necesidades de consumo de combustible para los dos años siguientes por tipo de combustible y territorio no peninsular, junto con los pliegos de bases y borradores de contratos aportados por las empresas propietarias de las centrales de producción.

En este acuerdo de inicio deberán figurar expresamente aquellos combustibles exceptuados de la aplicación de la subasta de acuerdo con lo previsto en el artículo 26 de esta orden.

2. A estos efectos, el operador del sistema remitirá en la primera quincena del mes de enero de cada periodo bienal, un informe con la estimación de los consumos de combustible, diferenciando por tipo de combustible y territorio no peninsular para cubrir las necesidades de demanda en cada territorio no peninsular en los dos años siguientes.

3. Esta información será trasladada por la Dirección General a las empresas propietarias de las centrales de producción para que, en su caso, en el plazo de diez

días desde su notificación, presenten observaciones y/o nuevas estimaciones de consumo de los combustibles que habrán de participar en la subasta.

4. A partir de la información disponible, la Dirección General de Política Energética y Minas estimará las necesidades de consumo de combustible que trasladará a las empresas propietarias de las centrales de producción en base a las cuales dichas empresas deberán remitir en el plazo de quince días la propuesta de pliego de bases por el que habrá de regirse la convocatoria y del borrador de contrato que haya que suscribirse con el adjudicatario de los que serán responsables.

Las propuestas de pliego de bases presentadas por los titulares podrán ser objeto de modificación con la finalidad de que se cumplan los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación. Los pliegos de bases definitivos que finalmente se aprueben motivarán los cambios respecto de las propuestas remitidas.

En todo caso, la propuesta de pliegos y los pliegos de bases definitivos contendrán las garantías y medidas necesarias para asegurar la seguridad de suministro.

En los borradores de contrato de suministro se deberá hacer mención de forma clara y expresa al menos, a los siguientes elementos: el volumen y la calidad del combustible, calendario, punto de entrega y condiciones de entrega del combustible.

5. En el plazo de un mes desde la publicación establecida en el apartado 1, y tomando en consideración la información publicada, los posibles suministradores presentarán ante el gestor de las subastas una declaración de voluntad de participar en la subasta de combustible con la documentación que acredite su capacidad legal, técnica y económica para asumir el total o una parte del suministro de combustible de acuerdo a los criterios recogidos en el anexo IV.

Recibida la declaración de voluntad acompañada de la documentación acreditativa, en un plazo de quince días el gestor de las subastas podrá requerir al interesado para que, en un plazo de diez días adicionales a la remisión de dicho requerimiento del gestor de las subastas, subsane o mejore la documentación presentada. Se podrá requerir información adicional para la acreditación de la capacidad legal, técnica y/o económica o para la subsanación de la solicitud en los términos indicados, con indicación de que, si así no lo hiciera, no se podrá tomar en consideración información distinta.

6. Recibida toda la documentación adicional en el plazo establecido o transcurrido el mismo sin que se hubiera remitido la documentación requerida por el gestor de las subastas, dicho gestor, en el plazo máximo de un mes desde la fecha de finalización del plazo para contestar al requerimiento que, en su caso, haya efectuado, realizará una precalificación inicial de los mismos en la que identifique los ofertantes con capacidad legal, técnica y económica para asumir el total o una parte del suministro de combustible en cada territorio no peninsular.

Mediante este proceso de precalificación se obtendrá el derecho a recibir información relacionada con la subasta y a participar con posterioridad, en su caso, en la subasta.

El gestor de la subasta trasladará los resultados a la Dirección General de Política Energética y Minas, la cual resolverá la fase previa declarando los sujetos precalificados y los no precalificados. Esta resolución será publicada en la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

7. En aquellos casos en los que no se hubieran recibido solicitudes en esta fase previa, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la finalización del procedimiento de subasta para ese combustible y ese territorio no peninsular y se estará a lo dispuesto en el artículo 24 para la determinación del precio de los combustibles. Esta resolución será publicada en la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

#### Artículo 17. *Convocatoria del procedimiento de subasta de combustible.*

1. En el plazo máximo de un mes tras la publicación de la resolución que recoge los agentes precalificados en la fase previa, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se convocará el procedimiento de subasta para el suministro de combustibles y la determinación de su precio, cuyo objeto será el suministro de combustible en puerto

para cada uno de los tipos de combustibles utilizados y para cada uno de los territorios no peninsulares, a excepción del gas natural en Baleares cuyo objeto será el precio de la materia prima, tal y como se definen en el artículo 6.

2. El procedimiento se desarrollará conforme a lo dispuesto en el artículo 41 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y a lo previsto esta orden.

3. Para la participación en la subasta, los oferentes precalificados deberán constituir una garantía ante la Caja General de Depósitos de acuerdo a lo previsto en el artículo 25, y que responda al mantenimiento de la oferta hasta la firma del contrato con el titular de los grupos de producción.

4. La convocatoria junto con los pliegos de bases que hayan de regir las subastas y los borradores de contrato a suscribir será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» y deberá detallar al menos:

- a) La forma y plazo en que han de presentarse las solicitudes de participación y podrá contener la exigencia del pago de una tasa.
- b) Los precios de salida para la realización de la subasta.
- c) Los precios a considerar para determinar el valor de la garantía para la participación en la subasta.

#### Artículo 18. *Especificaciones de detalle de la subasta.*

1. Podrán participar en la subasta aquellos sujetos que hubieran sido precalificados por el gestor de las subastas para, al menos, un combustible y territorio no peninsular, y que acrediten el debido depósito de la garantía establecida ante el gestor de la subasta, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 25.

2. Los oferentes podrán efectuar sus ofertas para los combustibles y territorio no peninsular para los que hubieran sido precalificados. Se considerará una única oferta diferente por cada producto y territorio no peninsular, según se establezca en la resolución. En caso de presentar varias ofertas por producto y territorio no peninsular, se tomará como válida la última presentada dentro del plazo.

3. El gestor será el responsable de la fase previa y de la fase de presentación de ofertas, para lo que habilitará un sitio web para la presentación de la documentación y/u ofertas correspondientes a ambas fases.

4. Las ofertas presentadas consistirán en un porcentaje de reducción respecto al precio de salida. Las ofertas se realizarán por tramos de reducción de 1 punto básico. Dichas ofertas serán irrevocables e incondicionales.

#### Artículo 19. *Presentación y recepción de ofertas.*

1. En la forma y plazo establecidos en la convocatoria, y dentro de las funciones otorgadas al gestor de la subasta, se iniciará un periodo de presentación de ofertas según los siguientes pasos:

1.º Se habilitará un periodo de tiempo durante el cual los oferentes puedan insertar sus ofertas.

2.º Una vez terminado el periodo de inserción de ofertas se procederá al cierre de la etapa de ofertas.

3.º Concluida dicha etapa, los participantes en la misma dispondrán de un periodo de diez días para presentar reclamaciones ante el gestor de la subasta en caso de que así lo requiriesen.

## Artículo 20. *Ordenación y traslado de las ofertas.*

1. Una vez terminado el proceso de recepción de ofertas, para cada producto incluido en la subasta, el gestor encargado de la subasta realizará el proceso de ordenación basado en los siguientes pasos:

a) No se considerarán las solicitudes que no hayan justificado la constitución de la garantía de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 25.

b) Resultarán descartadas aquellas ofertas que no se ajusten a los tipos de combustibles en cada uno de los territorios no peninsulares establecidos en la convocatoria de subasta.

c) Resultarán descartadas aquellas ofertas presentadas por oferentes que no hayan sido precalificados.

d) Resultarán descartadas aquellas ofertas cuyo precio sea superior al precio de salida, así como aquellas cuyo porcentaje de reducción no sea directamente aplicable a las referencias o índices establecidos en el precio de salida.

e) Para cada combustible, las ofertas serán ordenadas comenzando por aquella que presente mayor coeficiente de reducción sobre el precio de partida de la subasta que les resulta de aplicación y continuando en sentido descendente.

f) En caso de ofertas con igual coeficiente de reducción sobre el precio de partida, el gestor ordenará las ofertas empatadas atendiendo al criterio de prelación temporal en la presentación de la oferta considerando fecha, hora, minuto y segundo de presentación. En caso de existir subsanaciones o entregas de documentación adicional se considera la fecha de última entrega.

2. En el plazo de quince días tras la finalización del proceso de recepción de ofertas, el gestor encargado de la subasta remitirá los resultados ordenados de la subasta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

## Artículo 21. *Resolución del procedimiento de subasta de combustible y precio resultado de la subasta.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas finalizará el procedimiento de subasta mediante resolución en el plazo máximo de tres meses tras la recepción de las ofertas ordenadas trasladadas por el gestor de la subasta.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar informe, no vinculante, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el que valore si la subasta se ha desarrollado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria en sus distintas etapas, así como otros aspectos de las distintas fases del procedimiento de subastas. Transcurrido el plazo sin que se hubiera emitido el mismo se podrá continuar con el procedimiento de subasta de combustible.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas, a partir de los resultados del proceso de selección trasladados por el gestor de la subasta, dictará resolución por la que se resuelve la subasta, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

4. La resolución establecerá:

a) La adjudicación del suministro de combustible a los oferentes.

b) El precio del combustible en puerto y/o de la materia prima resultante de la subasta por combustible y territorio no peninsular, que será el que resulte de aplicar al precio de salida el porcentaje de reducción obtenido en la subasta.

Asimismo, esta resolución declarará, en su caso, los combustibles y territorios no peninsulares para los que la subasta hubiera quedado desierta.

5. La resolución de la subasta de combustible incluirá un plazo para la firma de los contratos entre los suministradores adjudicatarios del suministro y los titulares de los grupos de generación, así como su remisión a la Dirección General de Política Energética y Minas.

6. La no acreditación de la firma de estos contratos entre los suministradores adjudicatarios del suministro y los titulares de los grupos de generación supondrá el decaimiento de los resultados de la subasta para el suministro del combustible y territorio no peninsular correspondiente.

7. En los supuestos en los que la subasta quede desierta, sea declarada nula, o no exista un contrato de suministro en vigor, se estará a lo dispuesto en el artículo 24 para el cálculo del precio de los combustibles, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 23.3.

#### Artículo 22. *Anulación de la subasta.*

1. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver la anulación del procedimiento de subasta por combustible y territorio no peninsular en los siguientes casos:

- a) Si para un combustible y territorio no peninsular existe una única oferta y el precio ofertado se encuentra por encima del precio de referencia.
- b) Si para un combustible y territorio no peninsular existen varias ofertas que, encontrándose por encima del precio de referencia, corresponden a distintas empresas del mismo grupo empresarial.
- c) Si existe algún impedimento para la resolución de la misma, o si se detecta que no existe suficiente presión competitiva que asegure el resultado de la misma.

#### Artículo 23. *Obligaciones de los adjudicatarios de la subasta y de los titulares de las centrales de producción.*

1. El adjudicatario de la subasta adquiere el compromiso de vender el combustible al precio obtenido en la subasta, cumpliendo con las características y garantías recogidas en los pliegos de bases, así como con las condiciones establecidas en los borradores de contratos de suministro que se publicaron junto con la convocatoria de la subasta, y que habrá de firmar con los titulares de las centrales.

2. Por su parte, los titulares de las centrales de producción deberán abonar al suministrador de combustible la contraprestación correspondiente por el combustible efectivamente entregado al precio resultante de la subasta, en las condiciones establecidas en el contrato de suministro publicado con la convocatoria de la subasta y que habrá de firmar con los adjudicatarios de la misma.

3. Una vez celebrada la subasta, aquellos titulares de instalaciones que no acreditasen la firma del contrato para ese tipo de combustible y en ese territorio no peninsular en los plazos establecidos con el adjudicatario correspondiente, verán reconocido como precio del combustible en puerto y/o de la materia prima a efectos de liquidación para esas centrales los calculados de acuerdo a lo previsto en el artículo 24 multiplicados por un coeficiente de 0,9.

No obstante lo anterior, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá exceptuar de la aplicación de este coeficiente a aquellos titulares cuyo incumplimiento en la acreditación de la firma del contrato no se deba a causas directamente imputables a los mismos, y se comunique dicha circunstancia a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad al vencimiento del plazo que vaya a incumplirse.

#### Artículo 24. *Precios en los supuestos sin resultado de subasta.*

1. En los casos en los que, como resultado de la fase previa no se haya convocado subasta, se declare la subasta desierta, se anule la subasta, en las excepciones de aplicación de la subasta previstas en el artículo 26, o en cualquier otro supuesto en el que no sea posible aplicar un resultado de la subasta, los sujetos productores deberán establecer contratos particulares de suministro de combustible.

2. En los supuestos sin resultado de subasta, los precios del combustible en puerto, así como el precio de la materia prima para el gas natural en Baleares, a efectos de liquidación se calcularán como los precios de referencia mensuales establecidos en el artículo 13, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 23.3.

Artículo 25. *Garantía para la participación en la subasta de combustibles.*

1. Para la participación en la subasta de combustible será necesaria la presentación, ante el gestor de la subasta de los resguardos de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por cada uno de los combustibles en cada uno de los territorios no peninsulares para los que pretenda presentar oferta. En cada uno de los resguardos presentados deberá de constar el objeto de constitución de la garantía, con indicación expresa de este artículo.

El objeto de la garantía será el mantenimiento de la oferta hasta la resolución del procedimiento o, para el adjudicatario de la subasta, hasta la firma del contrato con el titular de los grupos, cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en la convocatoria de subasta.

2. El valor de esta garantía será del uno por ciento del resultado de multiplicar:

a) El volumen publicado para cada uno de los combustibles en cada uno de los territorios no peninsulares.

b) El último precio de combustible a efectos de despacho según lo establecido en el artículo 10. Para los nuevos combustibles aprobados en el capítulo II de la presente orden se tomará el precio de despacho establecido en la disposición transitoria segunda. Estos precios serán publicados en la convocatoria del procedimiento de subasta referido en el artículo 17.

3. Con anterioridad a que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva el procedimiento de subasta, el interesado podrá desistir de su solicitud y solicitar la cancelación de la garantía.

Asimismo, para aquellas ofertas no seleccionadas en el procedimiento de subasta, se procederá a la cancelación de la garantía, sin el requerimiento de solicitud por el interesado.

Para las ofertas adjudicatarias de acuerdo a la resolución del procedimiento de subasta de combustible, la garantía se cancelará sin requerimiento de solicitud del adjudicatario una vez acreditada la firma del contrato con el titular de los grupos de generación.

4. El incumplimiento de la firma del contrato por parte del adjudicatario de la subasta en el plazo establecido supondrá la ejecución de la garantía.

## CAPÍTULO V

### Excepciones a la subasta de combustible

Artículo 26. *Excepciones de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 42 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se exceptúa de la aplicación del mecanismo de subastas para el aprovisionamiento de combustible y la determinación del precio de combustible en puerto o precio de la materia prima a aquellos combustibles que supongan un aprovisionamiento menor de 2.000 toneladas anuales para los territorios no peninsulares de Baleares y Canarias, y de 1.000 toneladas anuales para los territorios no peninsulares de Ceuta y Melilla.

2. Los titulares de los grupos que consuman estos combustibles deberán presentar a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de dos meses tras la publicación de la convocatoria de subasta establecida en el artículo 17, al menos tres presupuestos de

suministro de los combustibles exceptuados de la subasta para los grupos de su titularidad y para los dos años siguientes.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas determinará el suministro de los combustibles y el precio en el puerto o precio de la materia prima de los mismos, a partir de los anteriores presupuestos. Para ello, podrá requerir cuanta información considere necesaria al titular de los grupos y/o a los responsables de las ofertas de suministro de combustible presentadas, así como de informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En todo caso, el procedimiento de determinación del precio estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

La resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas deberá establecer el adjudicatario con base en el menor precio de los presupuestos presentados. En aquellos casos en los que todas las ofertas presentadas superen en más de un 10% el precio de referencia y en aquellos en los que no se hayan presentado al menos tres presupuestos, la resolución declarará nulo el procedimiento.

4. Los titulares de los grupos deberán establecer contratos particulares de suministro de combustible con el suministrador adjudicatario y al precio determinado en el presupuesto presentado, de acuerdo con la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

5. Si no se hubiera resuelto el suministro de los combustibles exceptuados de la subasta en el plazo de seis meses desde la presentación de las ofertas del apartado 2 por parte del titular de los grupos, este deberá establecer contratos particulares de suministro de combustible, siendo calculado el precio de combustible en puerto o materia prima de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 24.

6. Asimismo, en todos aquellos supuestos en los que los precios de los combustibles exceptuados no hayan podido ser establecidos según el anterior procedimiento, los precios de combustible en puerto o materia prima a efectos de liquidación se calcularán de acuerdo al artículo 24.

7. Por orden ministerial se podrán modificar las anteriores excepciones a las subastas o establecer nuevas excepciones atendiendo a las necesidades de consumo de combustibles de los grupos con régimen retributivo adicional en el ejercicio de su actividad de producción de energía eléctrica.

## CAPÍTULO VI

### Valores unitarios de referencia

Artículo 27. *Valores unitarios de referencia.*

1. Los valores unitarios de referencia, en €/kW, definidos en el artículo 26 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, para el cálculo del valor estándar de la inversión se obtendrán, para una determinada tecnología, a partir de la siguiente expresión:

$$I_u = k * P_N^l$$

Siendo:

PN: potencia neta de la instalación en MW que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción.

Los parámetros k y l para el segundo periodo regulatorio, serán los definidos en el anexo V.

2. El coeficiente de corrección de los valores unitarios de referencia en aquellos supuestos en los que se instalen nuevos grupos de generación aprovechando infraestructuras existentes definido en el artículo 26 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, será 1 para el segundo periodo regulatorio.



## CAPÍTULO VII

## Valores tope de tiempo «t»

Artículo 28. *Valores tope de tiempo «t» desde la última parada.*

1. El valor tope del término, «t» tiempo transcurrido desde la última parada, en horas, definido en el artículo 33.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se establece con valores distintos del general para las siguientes instalaciones tipo:

Tecnología	Valor tope "t" (horas)
Turbinas de vapor de carbón.	150
Turbinas de Vapor de fuel (Potencia ≤ 40).	120
Turbinas de Vapor de fuel (40 <Potencia ≤ 60).	150
Turbinas de Vapor de fuel (60 <Potencia ≤ 80).	150
Ciclo combinado configuración 2×1.	80
Ciclo combinado configuración 3×1.	80

Disposición adicional primera. *Reconocimiento de cuotas extraordinarias pagadas a CORES por Endesa Generación SAU en ejecución de sentencia.*

En ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo 1337/2021 de fecha 16 de noviembre de 2021 recaída en el recurso contencioso-administrativo número 301/2020 interpuesto contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, se reconoce a Endesa Generación, SAU los costes incurridos en concepto de 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, 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.

Estos costes ascienden a 1.092.726,93 euros. Esta cuantía será retribuida por el organismo encargado de las liquidaciones con cargo al extracoste de producción de los territorios no peninsulares, en las primeras liquidaciones del sector eléctrico y con cargo a Presupuestos Generales del Estado disponibles.

Disposición adicional segunda. *Nuevos combustibles.*

En aquellos nuevos combustibles que, en su caso sean autorizados, el precio del combustible se determinará de acuerdo a esta disposición hasta la convocatoria de la siguiente subasta de combustible. En particular, el precio se establecerá de acuerdo a lo dispuesto en la orden ministerial por la que se autorice el nuevo combustible.

Disposición transitoria primera. *Primera convocatoria de subasta de combustible.*

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta orden, los titulares de los grupos con régimen retributivo adicional remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas información con los contratos de suministro de combustible a los grupos generadores en vigor, junto con la fecha de finalización de los mismos.

2. Aquellos combustibles y territorios no peninsulares que dispongan de contrato de aprovisionamiento en vigor, estarán exceptuados de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil hasta la finalización del mismo, siendo el precio de combustible en puerto o el coste de la materia prima establecido de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 24 de esta orden.

3. Previamente a la convocatoria de la primera subasta de combustible, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará al operador del sistema la estimación

de los consumos de combustible para los siguientes años considerando la información disponible de acuerdo al apartado anterior. Hasta que la anterior información sea solicitada, el operador del sistema queda exceptuado de la presentación de información en aplicación de lo dispuesto en el artículo 16 de esta orden.

4. Asimismo, una vez recibida la anterior información del operador del sistema, se estará a lo establecido en el artículo 16 de esta orden, convocándose la primera subasta de combustible por el periodo restante hasta el inicio de los periodos de convocatoria bienales establecidos en el artículo 16.1.

*Disposición transitoria segunda. Precios de combustibles y poder calorífico inferior hasta la resolución de la primera subasta de combustible.*

1. Hasta la resolución de la primera subasta de combustible que determine el precio del combustible en puerto de cada uno de los combustibles fósiles utilizados y el precio de la materia prima para el gas natural en Baleares, definidos en los artículos 7 y 8, los anteriores se calcularán a partir de los precios de referencia establecidos en esta orden de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 24.

Asimismo, estos precios de referencia serán de aplicación para el cálculo del precio del combustible en puerto y para el cálculo del precio de la materia prima desde el 27 de enero de 2022.

2. Para los combustibles autorizados en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y hasta las actualizaciones establecidas en los artículos 10 y 11 de esta orden, se emplearán a efectos de despacho los precios de combustible y valores de poder calorífico inferior vigentes.

3. Para la determinación de los precios del combustible gas natural a efectos de despacho según lo previsto en el artículo 10 se tomarán los siguientes valores de poderes caloríficos y densidades, hasta su actualización a partir de los últimos valores aprobados de acuerdo a lo establecido en esta orden:

1. Para el gas natural en Baleares,  $PC = 11,66677 \text{ kWh/m}^3$ ,  $\rho_r = 0,62577$ .
2. Para el gas natural en Canarias y Melilla,  $PC = 11,66677 \text{ kWh/m}^3$ ,  $\rho_{GN} = 0,80905$ ,  $PCI = 11.100 \text{ th/t}$ .

4. Asimismo, para el precio del combustible gasóleo de automoción 10 ppm contenido en azufre (GOA) a efectos de despacho en Canarias, Ceuta y Melilla y hasta que sea actualizado de acuerdo a lo establecido en esta orden, el precio de combustible en puerto se calculará según los índices y cotizaciones establecidos en el artículo 13, correspondientes al mes anterior al de entrada en vigor de la presente orden.

El poder calorífico inferior del combustible gasóleo de automoción 10 ppm contenido en azufre (GOA) a efectos de despacho de producción hasta su actualización de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11 tomará el valor de  $10.373 \text{ th/t}$ .

*Disposición derogatoria única. Derogación normativa.*

Queda derogado expresamente el artículo 2 de 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.

*Disposición final primera. Aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Secretaría de Estado de Energía a dictar las resoluciones necesarias para la aplicación de los preceptos contenidos en esta orden.

Disposición final segunda. *Modificación de anexos VIII, XI y XIII del 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.*

1. Se modifica el apartado 2.c) del anexo VIII «Procedimiento para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad» del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, quedando redactado como sigue:

«c) Se establecerá, para cada sistema eléctrico aislado y año de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, una prelación de las instalaciones en función de las características favorables que su tecnología, potencia y nudo de conexión presentan para el sistema, desde el punto de vista de la seguridad de suministro y de la eficiencia técnico-económica del sistema, tomando en consideración los criterios técnicos y de seguridad establecidos en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva. Para la justificación de esto último, se aportarán resultados de la simulación del despacho de producción anual en lo relativo a la variación de los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 y de la energía generada por cada grupo generador, teniendo en cuenta el nuevo grupo generador propuesto, el incremento de potencia o la mejora de la eficiencia propuesta o las instalaciones que van a finalizar su vida útil regulatoria y solicitan nuevamente el régimen retributivo.»

2. Se modifica el apartado 3 del anexo VIII «Procedimiento para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad» del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, quedando redactado como sigue:

«3. Criterios a aplicar para la resolución del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad establecido en el artículo 49 y aplicará los siguientes criterios para la determinación de las instalaciones a las que procede el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad. Para ello se comparará el valor resultante de la suma de potencia de las instalaciones térmicas de un sistema eléctrico aislado con un determinado año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, excluidas las instalaciones no admitidas a trámite o que presenten algún impedimento para su ejecución, con la potencia térmica prevista adicional publicada en la resolución definida en el artículo 46, para dicho sistema eléctrico aislado y dicho año:

a) Si el primer valor es igual o inferior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a todas las instalaciones, sin perjuicio de que la Dirección General de Política Energética y Minas pueda dictar, motivadamente, resolución desfavorable de compatibilidad para aquellas instalaciones que no reduzcan los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del sistema eléctrico aislado en el que pretendan ubicarse, o que supongan incumplimiento de objetivos medioambientales derivados de normativa estatal o procedente de la Unión Europea.

b) Si el valor de la suma es superior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad únicamente para el valor de potencia térmica prevista adicional publicada, sin perjuicio de lo establecido en el apartado c). Para ello, se seleccionarán las instalaciones atendiendo a la minimización a largo plazo de los costes del sistema eléctrico puestos de manifiesto en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia definido en el artículo 48.4 y al fomento de la eficiencia técnica en la operación del mismo puesto de manifiesto en el informe del operador del sistema definida en el artículo 48.3.

c) Si el valor de la suma es superior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a toda la potencia solicitada siempre que se reduzcan los costes de generación del sistema eléctrico aislado en el que se ubiquen, al desplazar a instalaciones de generación más caras. Para ello, se seleccionarán las instalaciones atendiendo a la minimización a largo plazo de los costes del sistema eléctrico puestos de manifiesto en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia definido en el artículo 48.4 y al fomento de la eficiencia técnica en la operación del mismo puesto de manifiesto en el informe del operador del sistema definida en el artículo 48.3.

Adicionalmente a lo anterior, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad, de forma justificada, a una potencia mayor de la potencia térmica prevista adicional, aunque no suponga una reducción de costes del sistema eléctrico, para cumplir con objetivos medioambientales o criterios técnicos y de seguridad establecidos en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva, así como para garantizar el cumplimiento de normativa estatal o europea de carácter medioambiental.

La resolución de compatibilidad deberá justificar adecuadamente la aplicación de los anteriores criterios, y en particular, los motivos que determinan el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad en los casos definidos en el párrafo b) y c).

Para las instalaciones hidroeléctricas no fluyentes se aplicarán los mismos criterios que para las instalaciones térmicas, considerando las solicitudes de esta tecnología presentadas y los valores de potencia hidráulica no fluyente prevista adicional publicados.

Podrá otorgarse resolución favorable de compatibilidad a parte de la potencia de un grupo, en el supuesto de que otorgar resolución favorable a la totalidad de la potencia implicara la superación de la potencia térmica, o hidráulica no fluyente, prevista adicional publicada para determinado sistema eléctrico y año. El régimen retributivo adicional otorgado, en su caso, a estas instalaciones presentará las particularidades motivadas por las diferencias entre la potencia autorizada y la potencia neta que se inscriba en el registro, definidas en el apartado 5 de este anexo. En este caso, si el titular de la instalación no tuviera interés en ejecutarla en estas condiciones retributivas, lo pondrá de manifiesto en el trámite de audiencia, procediéndose a resolver desfavorablemente su solicitud. En caso de no realizar ninguna alegación al respecto, se considerará que acepta las condiciones retributivas descritas en este apartado y procederá la cancelación de la fracción de la garantía correspondiente a la potencia para la que no haya sido otorgada resolución favorable de compatibilidad.

En cualquier caso, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá dictar resolución desfavorable de compatibilidad de forma motivada cuando exista algún impedimento para su ejecución, y este haya sido puesto de manifiesto por el operador del sistema o por la Comunidad Autónoma o Ciudad de Ceuta o Melilla afectada en los informes definidos en los apartados 3 y 5 del artículo 48, respectivamente.»

3. Se modifica la definición del parámetro  $desv(e,h,j)$  de los apartados 4 y 5 del anexo XI del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, con la siguiente dicción:

« $desv(e,h,j)$ : Valor absoluto de la diferencia en la hora  $h$  entre la energía medida en barras de central del generador  $e$  del sistema eléctrico aislado  $j$  y la producción prevista comunicada para la realización del despacho diario, en esa hora para ese sistema. No se considerarán en el cálculo de los desvíos aquellas

diferencias en la producción prevista que se deban a limitaciones impuestas en tiempo real por el operador del sistema.»

4. Se añade el siguiente párrafo al final del anexo XIII «Datos técnicos y económicos de despacho» del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

«En el caso de que en una transición entre modos de operación de un ciclo combinado el coste de la misma calculado a partir de los valores A', B' y D de las tablas anteriores resultará un valor negativo, se tomará para dicha transición un coste de transición nulo con el objeto de no distorsionar el despacho económico.»

Disposición final tercera. *Corrección de errores de la 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.*

Advertidos errores en la 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, publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 208 de 1 de agosto de 2020, se procede a efectuar las siguientes rectificaciones:

Uno. En la página 62418, Apartado 1.8, segundo párrafo, letra b), donde dice: «b) Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia  $|\Delta f_1|$  igual al 10 mHz», debe decir: «b) Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia  $|\Delta f_i|$  igual al 10 mHz».

Dos. En la página 62419, figura 5, donde dice:

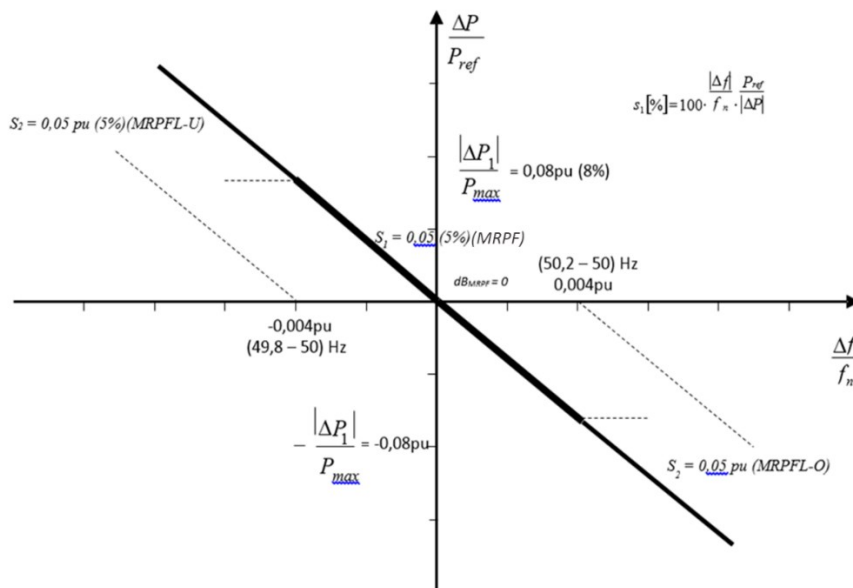


Figura 1. Característica estática potencia-frecuencia continua resultado de acumular las características estáticas de los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL.

Debe decir:

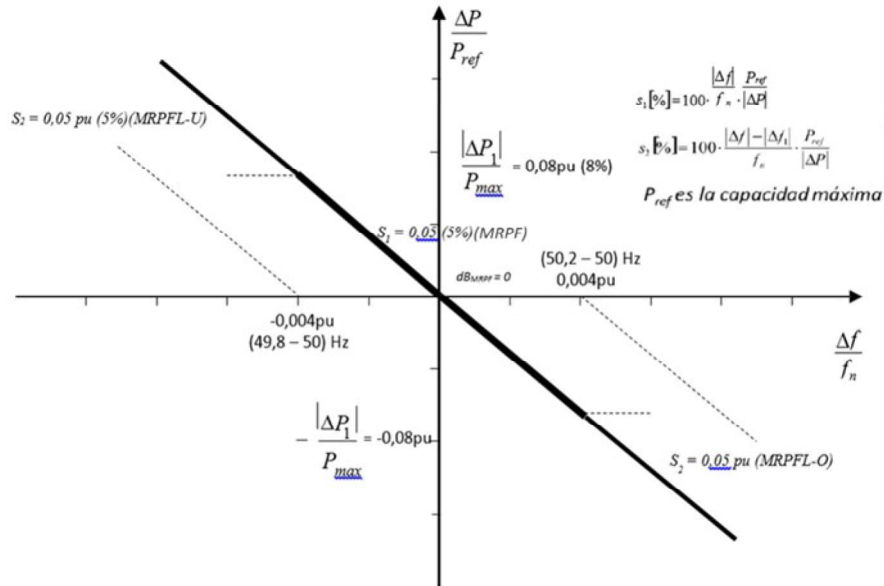


Figura 2. Característica estática potencia-frecuencia continua resultado de acumular las características estáticas de los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL.

Tres. En la página 62421, primer párrafo, donde dice: «... gestor de la red de transporte, en función de las características del punto de conexión o atendiendo a situaciones de red no previstas en el momento de la conexión por la evolución a futuro de las características de las red, siempre que no supongan un redimensionamiento no previsto en el módulo de generación de electricidad», debe decir: «... operador del sistema, en función de las características del punto de conexión o atendiendo a situaciones de red no previstas en el momento de la conexión por la evolución a futuro de las características de la red, siempre que no supongan un redimensionamiento no previsto en el módulo de generación de electricidad».

Cuatro. En la página 62426, figura 9, donde dice:

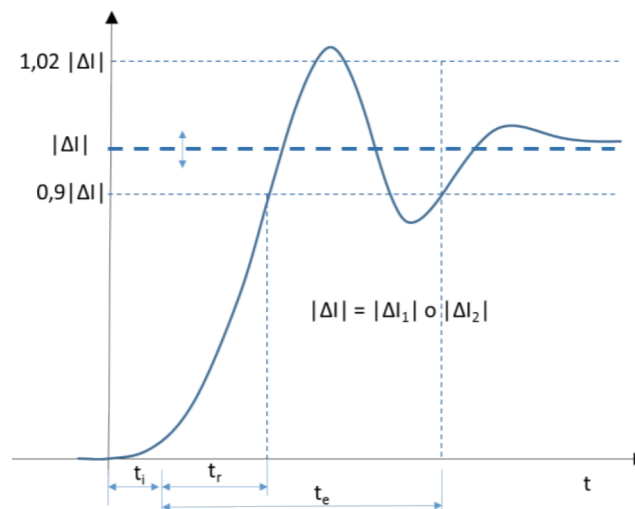


Figura 3. Ejemplo ilustrando los tiempos de respuesta.

Debe decir:

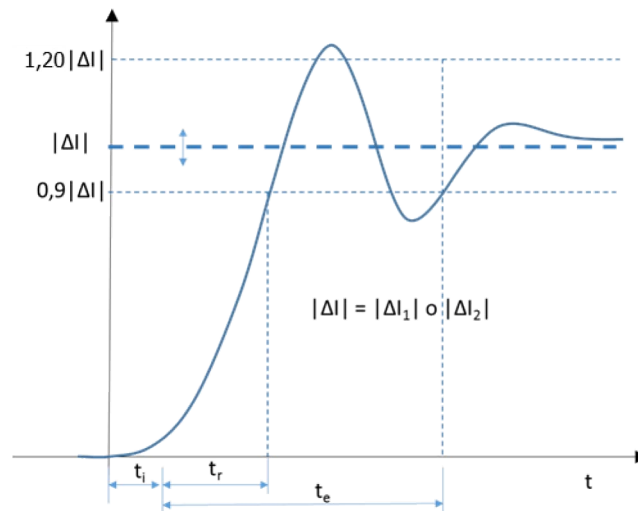


Figura 4. Ejemplo ilustrando los tiempos de respuesta.

Cinco. En la página 62436, subapartado 3.3.1., letras b) y c), donde dice:

«b) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,5 pu, pero no baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.»

c) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.»

Debe decir:

«b) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,5 pu, pero no baja de 0,2 pu, y el recurso primario lo permite, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100% de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.»

c) si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, y el recurso primario lo permite, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, y el 100 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.»

Seis. En la página 62436, leyenda figura 19, donde dice: «Figura 19. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte r», debe decir: «Figura 19. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor

unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte».

Disposición final cuarta. *Modificación de la 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.*

Se modifica la 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, de acuerdo con lo siguiente:

Uno. El apartado 1 del artículo 6 pasa a tener la siguiente redacción:

«1. El servicio prestado por el consumidor se retribuirá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RSI = DI \times FE$$

Donde:

– RSI: Retribución anual del servicio de interrumpibilidad expresada en euros, con el límite máximo para cada proveedor del servicio de 20 euros por MWh consumido.

– FE: Importe correspondiente a la facturación anual equivalente de la energía, expresada en euros, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FE = \sum_{h=1}^4 \left[ P_{eh} \left( \sum_{j=1}^6 E_j \alpha_j \right)_h \right]$$

Donde:

$P_{eh}$  es el precio medio de la energía expresado en euros por MWh con dos decimales correspondiente al trimestre  $h$ . Este precio se publicará para cada trimestre por la Dirección General de Política Energética y Minas utilizando como referencias los precios resultantes del mercado diario y los precios del mercado a plazo de OMIP.

$E_j$  es la energía trimestral consumida en barras de central, expresada en MWh, en cada período tarifario  $j$  de los que se definen en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

$\alpha_j$ , coeficiente de modulación de carga, que tomará los siguientes valores en cada período tarifario  $j$ .

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
j	0,046	0,096	0,09	0,176	0,244	1,390

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá modificar los valores en función de la evolución del sistema eléctrico, así como establecer diferentes categorías para los mismos en función de la modulación de carga que el proveedor del servicio preste al sistema.

– DI: Descuento anual en porcentaje. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará, por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal



despreciada sea o no menor que 5. Se calculará de acuerdo con lo siguiente, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del presente artículo:

$$DI = 0,78 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[ \frac{S \sum_{i=1}^n [k_i * (P_{m1} - P_{\max,i})]}{P_{m1}} \right]$$

Donde las variables tienen el siguiente significado:

H = Horas anuales de utilización equivalente expresadas en números enteros, con un redondeo igual al anterior, que se calculará como el cociente entre el consumo total anual expresado en kWh y la potencia Pm1 que se define más adelante, expresada en kW. Si el valor del cociente fuera inferior a 2.100, DI será igual a 0. Si el valor del cociente fuera superior a 14.000 horas, H tomará el valor de 14.000.

S = Coeficiente de coincidencia. Tendrá los siguientes valores, según el número de tipos de reducción de potencia que hayan sido contratados por el proveedor del servicio.

N.º tipos	S
3	0,85
5	0,65

Ki = Constante, que tendrá un valor para cada tipo i de orden de reducción de potencia que haya sido contratada por el proveedor del servicio.

Tipo	K
1	25
2	25
3	14
4	16
5	20

Pm1 = Potencia media consumida por el proveedor de este servicio en el período tarifario 1 definido en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Su valor se calculará como cociente entre la energía consumida en el período tarifario 1 definido anteriormente y las horas de dicho período descontando, en su caso, las horas correspondientes a órdenes de reducción de potencia aplicadas durante el mismo.

Pmáx. i = Potencia residual máxima demandable por el consumidor durante la posible interrupción en cada uno de los tipos i a los que esté acogido.

$\sum K_i (P_{m1} - P_{\max. i})$  = suma de los productos  $K_i (P_{m1} - P_{\max. i})$  para cada uno de los tipos i de reducción de potencia contratados. Si el valor de  $(P_{m1} - P_{\max. i})$  fuera negativo, se tomará igual a 0.

Todos los valores de potencia se expresarán en kW.»

Dos. Se añade un último párrafo del artículo 6 con la siguiente redacción:

«No obstante lo anterior, en el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan

las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se considerará la demanda de energía eléctrica del consumidor descontando posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.»

Tres. Se modifica el apartado 2 del artículo 7 de la siguiente manera:

«2. Cuando no sea posible determinar la potencia demandada por funcionamiento incorrecto del máxímetro integrador de cinco minutos, se distinguirán los siguientes casos:

a) Cuando, excepcionalmente, en caso de fallo o indisponibilidad del máxímetro integrador de cinco minutos, los registros de potencia demandada puedan determinarse por el Operador del Sistema mediante integración de las telemidas de tiempo real recibidas o por cualquier otro medio que estime conveniente.

En este caso, el Operador del Sistema podrá considerar cumplida una orden de reducción de potencia, siempre y cuando se cumpla el requisito establecido en el párrafo b) del apartado 1 anterior y el proveedor del servicio subsane, en el plazo máximo de treinta días desde la fecha de emisión de la orden de reducción de potencia, los defectos que hubieran provocado el fallo o indisponibilidad de los máxímetros o de su registro. El Operador del Sistema comprobará el correcto funcionamiento del equipo, expedirá el certificado correspondiente y lo notificará a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En caso contrario, la orden de reducción de potencia se considerará incumplida.

b) Cuando el Operador del Sistema no pueda verificar el cumplimiento de la orden de reducción de potencia solicitada, se considerará como incumplida, resultando de aplicación la penalización correspondiente.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que existiera duda sobre el cumplimiento o no de una orden de reducción de potencia por parte del proveedor del servicio.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, los requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia se valorarán considerando el valor de potencia de consumo de energía eléctrica descontando posibles entregas de energía de la generación asociada.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, los requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia se valorarán considerando el valor de potencia de consumo de energía eléctrica sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada. Asimismo, durante la orden de reducción de potencia, estos consumidores deben mantener su producción de acuerdo con lo que se determine en el correspondiente procedimiento de operación.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada y para instalaciones de cogeneración, quedarán excluidas del cálculo del cómputo de las exigencias de rendimiento eléctrico o, en su caso, de las exigencias de ahorro de energía primaria, aquellas horas en las que la instalación haya sido programada para mantener su producción cuando el consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia.»

Cuatro. Se modifica la definición del parámetro Pt del artículo 8 de la siguiente manera:

«Pt: Potencia media medida correspondiente al proveedor del servicio desde el inicio de la temporada eléctrica hasta el momento de inicio de la orden de

reducción aplicada e incumplida, en el periodo tarifario de aplicación de dicha orden.

El valor de Pt no podrá superar en más de un diez por ciento a la potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda en la temporada eléctrica de aplicación, ni podrá ser inferior en un diez por ciento a dicho valor de potencia media de consumo prevista. En caso de que el valor de Pt sea inferior al diez por ciento de la potencia media de consumo prevista, se tomará como valor de Pt el diez por ciento de la citada potencia media de consumo, siempre con un valor mínimo de 0,8 MW.

A estos efectos, se considerará como potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda, el último valor disponible comunicado a Red Eléctrica de España, SA o, en su defecto, la prevista en el contrato.»

Cinco. El artículo 9 pasa a tener la siguiente redacción:

«Los consumidores de energía eléctrica que deseen contratar la prestación del servicio de interrumpibilidad deberán cumplir los siguientes requisitos en cada punto de suministro al que se acojan a este servicio:

1.º Ser consumidores conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, bien directamente, bien a través de comercializador.

2.º Ofrecer un valor mínimo de potencia interrumpible (Pof) en todos los periodos tarifarios, 1 a 6, no inferior a 0,8 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que contrate.

A estos efectos se considera cumplida esta condición en un período tarifario y para un determinado tipo de reducción de potencia si se acredita la siguiente condición:

$$(E_j / h_j - P_{\text{máx. } i}) \geq 800 \text{ kW}$$

Donde:

Pof: Potencia Interrumpible ofertada por el proveedor del servicio en cada período tarifario j y para cada tipo de orden de reducción de potencia i que viene definida de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$E_j / h_j - P_{\text{máx. } i}$$

Donde:

Ej: Valor de la energía consumida por el proveedor del servicio en el período tarifario j expresada en kWh.

hj: Número de horas anuales correspondientes al período tarifario j

Pmáx. i: Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia «i», en los periodos en que se solicite la máxima reducción de potencia, expresada en kW.

Para acogerse a este sistema, los consumidores deberán acreditar haber cumplido dicha condición durante los dos años anteriores de acuerdo con la información a que se hace referencia en el artículo 10 o estar en condiciones de acreditarla para el año que se desee prestar el servicio en el plan de funcionamiento anual previsto. En el caso de instalaciones que hayan comenzado a funcionar en un plazo inferior a un año en el momento de presentar la solicitud, se exigirá un número de horas de funcionamiento en el período equivalente que suponga idéntica proporción a la condición anterior en el período transcurrido

desde el inicio de su consumo. Para instalaciones nuevas se verificará esta condición sobre el plan de funcionamiento anual previsto.

3.º Que el volumen de consumo anual en el período tarifario 6 sea igual o superior al 51 por ciento de su volumen total de consumo anual.

4.º Tener instalado un relé de deslastre por subfrecuencia cuyos ajustes serán determinados por el Operador del Sistema.

5.º Tener instalados los equipos de medida y control que se requieran para la gestión, control y medida del servicio.

6.º No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en que la aplicación del servicio de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes.

7.º Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los procedimientos de operación relativos al proceso de cobros y pagos.

A los efectos de aplicación de los requisitos, los períodos tarifarios a que se hace referencia en los mismos serán los definidos en el apartado 3.2 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

Los consumidores con instalación de generación asociada deberán acreditar los requisitos anteriores considerando la demanda de energía eléctrica del consumidor sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

No obstante lo anterior, los consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, deberán acreditar los requisitos anteriores considerando la demanda de energía eléctrica del consumidor descontando posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.»

Seis. Se modifica el apartado 3.d) del artículo 10 de la siguiente manera:

«d) Acreditación de que la potencia máxima interrumpible (Pof) en todos los períodos tarifarios, 1 a 6, es igual o superior a 0,8 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que desea contratar.

A estos efectos, el consumidor deberá presentar el correspondiente certificado de la empresa distribuidora donde consten las potencias contratadas y consumo de energía eléctrica en los dos últimos años desglosados en los distintos períodos horarios.

En el supuesto de que el consumidor no cumpla este requisito, el Operador del Sistema deberá expresarlo en su informe a efectos de que la Dirección General de Política Energética y Minas pueda valorar, con carácter previo a su resolución, si concurren circunstancias que hacen viable que, no obstante lo anterior, éste pueda prestar el servicio de interrumpibilidad.»

Disposición final quinta. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Asimismo, se aprueba según lo establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

1. La presente orden entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial de Estado».
2. Lo previsto en el apartado uno de la disposición transitoria segunda tendrá efectos desde el 27 de enero de 2022.
3. Lo establecido en el apartado tres de la disposición final segunda tendrá efectos a los cuatro meses de la entrada en vigor de esta orden.

Madrid, 23 de diciembre de 2022.–La Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera Rodríguez.

## ANEXO I

### Combustibles autorizados y puertos de descarga

1. Los combustibles fósiles que se considerarán en los territorios no peninsulares a efectos de retribución por zonas geográficas son los siguientes:

- Baleares: hulla importada, fueloil BIA (1 por ciento de azufre), gas natural y gasoil.
- Canarias: fueloil BIA (1 por ciento de azufre), fueloil BIA (0,73 por ciento de azufre), fueloil BIA (0,3 por ciento de azufre), diésel oil, gasoil, GOA (gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre), gas natural y GLP (gas licuado del petróleo).
- Ceuta: fueloil BIA (1 por ciento de azufre), diésel oil, gasoil y GOA (gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre).
- Melilla: fueloil BIA (1 por ciento de azufre), diésel oil, gasoil, GOA (gasóleo de automoción 10 ppm de contenido en azufre) y gas natural.

2. Los puertos de descarga considerados para cada territorio no peninsular a efectos del precio del combustible en puerto objeto de la subasta son los siguientes:

- Baleares:
  - Puertos de Mallorca.
  - Puerto de Menorca.
  - Puerto de Ibiza.
- Canarias:
  - Puertos de Tenerife.
  - Puertos de Gran Canaria.
  - Puerto de Lanzarote.
  - Puerto de Fuerteventura.
  - Puerto de La Palma.
  - Puerto de La Gomera.
  - Puerto de El Hierro.
- Ceuta: Puerto de Ceuta.
- Melilla: Puerto de Melilla.

## ANEXO II

## Costes de logística

La retribución por costes de logística a efectos de liquidación y de despacho, en función de la ubicación del grupo generador, será la siguiente:

*Costes logística*

	Hulla	Fueloil BIA 1 %	Fueloil 0,7-0,73 %	Fueloil BIA 0,3 %	Diésel oil	Gasoil	GOA 10 ppm	Gas natural
	€/tm							€/MWh
Baleares.								
Mallorca.	27,20	39,80	39,80			43,06		
Menorca.		32,62	32,62			41,08		
Ibiza-Formentera.		34,38	34,38			42,84		
Canarias.								
Tenerife.		45,88	44,12	43,08	36,63	36,94	39,22	7,06
Gran Canaria.		25,93	24,22	23,39	17,29	21,34	26,13	9,18
Fuerteventura.		54,32	58,87	54,32	112,66	115,32		15,75
Lanzarote.		54,82	59,62	54,82	88,07	90,30		12,97
La Palma.		103,47	103,47	98,15	93,90	96,23	96,23	
El Hierro.		98,15	98,15	98,15	326,20	326,28		
La Gomera.		98,15	98,15	98,15	211,48	211,56		
Ceuta y Melilla.								
Ceuta.		32,71	32,71		36,30	36,30	36,30	
Melilla.		58,62	58,62		36,30	64,35	64,35	10,50

Adicionalmente a estos costes de logística se añadirán aquellos costes derivados de la aplicación de cuotas extraordinarias que, en su caso, pudieran establecerse en normativa estatal para abonar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

## ANEXO III

## Poder calorífico inferior de combustibles

Los valores de poder calorífico inferior de liquidación a emplear cuando no sea posible su cálculo de acuerdo a lo previsto en esta orden serán los siguientes:

	pci (i,h,j) (th/t)
Carbón.	6.011
Fueloil BIA 1 %.	9.850
Fueloil BIA 0,3 %.	9.850
Fueloil BIA 0,73 %.	9.850
Gasoil.	10.373

	pci (i,h,j) (th/t)
GOA 10 ppm.	10.373
Diésel oil.	10.140
Gas natural.	11.200

#### ANEXO IV

##### Acreditación de los suministradores de combustible

Los posibles suministradores de combustible serán precalificados como Aptos de acuerdo a lo siguiente:

- Capacidad legal.
  - Aquellos cuyo domicilio fiscal esté ubicado en algún país de la Unión Europea.
- Capacidad técnica.
  - Solicitantes cuya actividad económica sea el comercio al por mayor de combustibles
  - Aquellos que acrediten un volumen de ventas de combustible en cada uno de los tres últimos años igual o mayor que el volumen referido en el Acuerdo de inicio de la subasta del artículo 12 para el conjunto de los territorios no peninsulares y combustibles.
- Capacidad económica.
  - Aquellos solicitantes que acrediten las garantías económicas y/o avales que se establezcan en los pliegos de la convocatoria.

#### ANEXO V

##### Parámetros para la determinación de los valores unitarios de referencia

Los parámetros k y l para las instalaciones definidas en la disposición final primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, serán los siguientes:

- Para Baleares:

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	Parámetros	
	k	l
Turbina de gas aeroderivada.	1551,10	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty.	1314,65	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV.	1669,17	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV.	997,14	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV.	1105,08	-0,0428
Motores diésel 4T.	2389,69	-0,2264
Motores diésel 2T.	2328,76	-0,2244
Vapor carbón.	3439,22	-0,2090

- Para Canarias: El parámetro l toma el mismo valor de la tabla de Baleares, el parámetro k toma el valor de la tabla de Baleares multiplicado por 1,15.
- Para Ceuta y Melilla: El parámetro l toma el mismo valor de la tabla de Baleares, el parámetro k toma el valor de la tabla de Baleares multiplicado por 1,1.