

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO Y LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS PARA EL AÑO 2020

Expediente nº: IPN/CNMC/039/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 17 de diciembre de 2019

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2.a, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de orden por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020”*:

1. Antecedentes

El 2 de diciembre de 2019 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Propuesta de Orden por la que se establece retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2., el artículo 7 y la Disposición transitoria de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe, con carácter urgente.

La Disposición transitoria décima de dicha Ley establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta

de Orden y la Memoria justificativa fue remitida el mismo 3 de diciembre del 2019 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCH) para alegaciones.

En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2. Fundamentos Jurídicos

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, ha realizado una reorganización competencial, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las funciones de regular:

- a) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.
- b) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado.

Por otra parte, el citado Real Decreto-ley, establece que corresponde al Gobierno

- a) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de los almacenamientos subterráneos básicos, así como aprobar los valores de los cánones de acceso a dichas instalaciones.
- b) Determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.
- c) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos que correspondan en relación a los costes de las instalaciones de gas natural no asociadas con el uso de las mismas, así como aprobar los valores de dichos cargos, entre los que se encontrarían:

- d) La Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica.
- e) El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
- f) Las medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
- g) La anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la Ley 18/2014, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- h) Las retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
- i) Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

En el marco del procedimiento previsto en la Disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia está en proceso de elaboración de las Circulares por las que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural y la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, encontrándose en este momento en fase de tramitación.

La Disposición transitoria segunda del meritado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece un régimen transitorio en la asunción de funciones por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo al cual las funciones de aprobación de los valores de los peajes de acceso y cánones previstas en los artículos 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuidas hasta la entrada en vigor de este Real Decreto-ley al Ministerio para la Transición Ecológica, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una vez ésta apruebe, de acuerdo con la Disposición final tercera, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las plantas de gas natural licuado y a las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que, en todo caso, no será de aplicación antes del 1 de enero de 2020.

En consecuencia, teniendo en cuenta que en el momento actual está pendiente de aprobación la citada metodología, la atribución para aprobar los peajes y

cánones, con carácter transitorio, recae sobre la Ministra para la Transición Ecológica.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que la Ley 18/2015, determinó en su artículo 61.2 que los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista que se establezcan en las liquidaciones definitivas serían financiados por los sujetos del sistema gasista durante los cinco años siguientes. Asimismo, el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, determinó que, si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase en una cantidad positiva, esta se destinará a liquidar las anualidades pendientes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a los desajustes temporales entre ingresos y costes y a continuación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014. Posteriormente, la citada Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, determinó que, en caso de que existieran varios desajustes con saldos pendientes de amortizar, se amortizarán en primer lugar los que soporten un tipo de interés más elevado.

En relación con lo anterior, el pasado 28 de noviembre de 2019, la Sala de Supervisión regulatoria aprobó Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del Sector Gas Natural correspondientes al ejercicio 2018, obteniéndose como resultado de la liquidación un superávit de 30.879.333,33 euros, procediéndose a amortizar anticipadamente y de forma completa los derechos de cobro del desajuste 2017 y 2015 y parcialmente el correspondiente al desajuste 2016.

Por otra parte, en la Disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019 se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijará las cuantías de la retribución de las instalaciones de regasificación, transporte y distribución de gas natural a partir del 1 de enero de 2020; por su parte en la Orden Ministerial se establecen las retribuciones definitivas del año 2018 y la mejor previsión correspondiente al ejercicio 2019 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL resultantes de actualizar los datos demanda, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional tercera del citado Real Decreto – ley 1/2019, de 11 de enero.

3. Contenido de la propuesta de Orden

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, seis artículos, cinco disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias, una Disposición derogatoria única, dos disposiciones finales y dos anexos.

En particular, en el **artículo 1** se establece que el objeto de la propuesta de Orden es (i) la determinación de la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y de los peajes y cánones aplicables; (ii) la revisión de las retribuciones de los años 2018 y 2019 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL, así como (iii) los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a dichas instalaciones desde el 1 de enero de 2020 hasta la

entrada en vigor de los valores que fije la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Mientras que en el resto de artículos se establece:

- **Artículo 2**, la retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo básico.
- **Artículo 3**, los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos.
- **Artículo 4**, el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.
- **Artículo 5**, Amortización anticipada del desajuste entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017.
- **Artículo 6**, las anualidades para el año 2020 correspondientes a los derechos de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del desajuste entre ingresos y costes de 2016.

En las **cinco disposiciones adicionales** se establece:

- La revisión de las retribuciones de los años 2018 y 2019 de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL
- Los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación.
- El reconocimiento de costes de operación y mantenimiento de la estación de compresión de Denia, del gasoducto submarino Denia – Ibiza – Mallorca y de planta de regasificación de El Musel.
- El computo como existencias estratégicas aquellas depositadas en tanques de GNL cuando no se disponga de capacidad suficiente de inyección/extracción para cumplir la obligación establecida en el artículo 2 del Real Decreto 1716/2004 en el periodo comprendido entre el 15 de marzo y 15 de abril, ambos incluidos.
- La aplicación del límite previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de julio, de fomento de los biocarburantes a cada uno de los sujetos obligados.

En la **Disposición transitoria primera** se establece la retribución del operador del mercado organizado de gas para 2020.

En la **Disposición transitoria segunda** se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las plantas de gas natural licuado y a las redes transporte y distribución de gas desde el 1 de enero de 2020 hasta la entrada en vigor de los valores que fije la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En la **Disposición derogatoria** se derogan las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la presente orden y, en particular, el artículo 1.3 de la Orden TEC/1367/2017¹ sobre xxxxx.

En las dos **disposiciones finales** se establece:

- La habilitación a la Secretaria de Estado de Energía de dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la orden.
- La entrada en vigor de la orden el 1 de enero de 2020.

Finalmente, en los **Anexos** se establecen.

- Las retribuciones reguladas para el año 2020 y ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores (Anexo I)
- Las anualidades correspondientes al año 2020 de derechos de cobro reconocidos asociados a déficits y desvíos de años anteriores (Anexo II)

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) básico para 2020 en su epígrafe 4.

La retribución fija de la actividad de AASS a publicar en el BOE, está compuesta de cuatro conceptos: la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), las cantidades a devolver por aplicación de la Disposición Adicional 7ª de la Orden ITC/3802/2008 (DA 7ª O.ITC/3802/2008), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

La Comprobación de la CNMC se realiza aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta junto con la información disponible en CNMC. Para aquellas partidas que son previsiones 2020, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETUR salvo que se hayan

¹ Orden de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros de las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019.

observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

Se han observado diferencias en la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD) y la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) a publicar en el BOE y en las cantidades a presupuestar.

a) En relación con la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la razón de las diferencias estriba en:

1. Los importes provisionales de retribución por O&M y COEV para 2020. Se considera que es preferible mantener los criterios que se adoptaron el año pasado para determinar la retribución de 2019 y que eran los siguientes

- Tomar los valores RCI O&M_{in} reconocidos
- Considerar como RCD O&M_{in} provisionales, el 90% de la mejor estimación de retribución por costes directos conocidos (Retribución 2016 reconocida por la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 1 de febrero de 2019 y la Retribución 2017 del AASS de Marismas propuesta por la CNMC en su informe de 27 de marzo de 2019 2018 (INF/DE/159/18)
- Determinar los COEV de acuerdo con los principios de la Ley 18/2014, de acuerdo con la metodología propuesta por esta Comisión con objeto de la retribución del año 2018²

² Los COEV, de acuerdo con la Ley 18/2014, se determinan como un porcentaje de la retribución por costes de O&M que varía según la antigüedad del activo. Pero en el caso de AASS, nos encontramos con que la retribución por costes de O&M para 2018 son provisionales y para el conjunto de elementos del AASS con derecho a ser incluidos en el régimen retributivo, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P que no generarían costes de O&M.

Por ello, para determinar el COEV de un elemento del AASS, es necesario asignar previamente cuánta retribución por coste de O&M le corresponde. Se considera que dicha asignación debería realizarse de forma proporcional al valor de inversión que representa el elemento sobre el conjunto del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Por otro lado, la retribución por COEV debería ser provisional en tanto en cuanto no se tenga el valor definitivo de los Costes de O&M ni el valor de inversión reconocido de todos los elementos del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, para las instalaciones que finalicen la vida útil se propone que se establezca un COEV cuyo importe se determine de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COEV_n^i = \mu_n^i * CO\&M_{AASS} * \frac{VI^i}{\sum_{i=1}^m VI^i}$$

Donde,

De acuerdo con lo anterior, los valores serían:

Cuadro 1. Importes provisionales de retribución por O&M y COEV para 2020

En Euros	RCI O&Min	RCD O&Min	Total Retribución O&M Provisional	COEV Provisional	Total
AASS Serrablo	3.703.798,87	3.115.459,29	6.819.258,16	1.022.888,72	7.842.146,88
AASS Gaviota	416.006,05	18.678.818,36	19.094.824,41	2.864.223,66	21.959.048,07
AASS Yela	0,00	4.035.526,87	4.035.526,87	0,00	4.035.526,87
AASS Marismas	5.088,23	1.463.334,15	1.468.422,38	0,00	1.468.422,38
Total	4.124.893,15	27.293.138,67	31.418.031,82	3.887.112,38	35.305.144,20

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

2. Existe una ligera diferencia motivada, probablemente, por un error al registrar el valor de inversión reconocido de un activo de ENAGAS TRANSPORTE, S.A., ya que el valor total reconocido a este tipo de activos debería coincidir con el valor de reposición utilizado para determinar la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), el cual es coincidente con la información de esta Comisión.

La diferencia entre ambos valores es de apenas 832 €, que se traslada en su proporción a la Retribución por Disponibilidad.

- b) En relación con Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), la razón de las diferencias estriba en:

1. Los valores utilizados de nivel de llenado de los AASS a 1 de noviembre de 2018 y 2019 no se corresponden con los niveles de llenado indicados en el SL-ATR, que recoge la información física de los mismos.

Cuadro 2. Comparación del Nivel de llenado de los AASS el 1 noviembre de 2018 y 2019 según SL-ATR con los valores utilizados por el MITECO

En GWh	Nivel de llenado de AASS el 1 de nov		Usada MITECO
	a las 00:00	a las 24:00	
2018	23.549,77	23.546,95	23.901,40
2019	30.959,65	30.956,62	30.915,58

Fuente: SL-ATR, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

i= son los elementos de un AASS determinado, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P, incluidos en el régimen retributivo con puesta en servicio anterior al año n
 μ_n^i es el coeficiente de extensión de vida útil recogido en la Ley 18/2014
 VI^i es el valor de inversión del elemento de inmovilizado «i» reconocido

2. Debe aplicarse para los años 2019 y 2020 el límite superior de nivel de llenado de los AASS a considerar en el cálculo del RCS que establece el Anexo XI de la Ley 18/2014 (puede variar entre 22 y 30 TWh) ya que los niveles de llenado de dichos años están por encima de 30 TWh.
- c) En cuanto a las partidas presupuestadas, las causas pueden ser diversas. Entre las partidas recogidas en el epígrafe 8.1, sobre cánones aplicables al ATR a los AASS (pag 25 de la Memoria), se echa de menos:
1. Una estimación del coste de adquisición de gas de operación. De acuerdo con la información facilitada por el GTS, serán necesarios 154.221,1 MWh de gas de operación para la actividad de AASS cuyo coste ascendería a 3.135.314,10 € si se aplica un precio de 19,79³ €/MWh más el tipo reducido del impuesto de hidrocarburos reducido (0,54 €/MWh).
 2. Una estimación de los ingresos/costes liquidables por Condensados del GN extraído. De acuerdo con la información de las 3 últimas liquidaciones definitivas, el importe promedio de los ingresos sería 671.371 € de los cuales 67.137 € serían costes liquidables.
 3. Una estimación de la retribución asociada a otras instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo⁴ que no se han presupuestado
 4. Una estimación del impacto de las actuaciones que se estén realizando durante 2019 en los AASS, bien como mayores costes de O&M, bien como nuevas inversiones a reconocer.

4.2. Sobre los ajustes en la retribución de la Actividad de Transporte de años anteriores a 2020

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial recoge la determinación de los ajustes en la retribución de la actividad de transporte de años anteriores a 2020 en su epígrafe 5.

Los ajustes de retribución a publicar en el BOE corresponden al concepto de Retribución por Continuidad de Suministro (RCS).

³ Precio medio ponderado de las transacciones del producto año+1 en BME (82,35 GWh con un precio medio ponderado de 19,33 €/MWh) y MIBGAS (1.094,34 GWh negociados en 59 transacciones con un precio medio ponderado de 19,83 €/MWh)

⁴ La Propuesta de OM no presupuesta la retribución de 2020 ni de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aprox 97.000 € de inversión)

No se han observado diferencias significativas entre los importes recogidos en la Propuesta y las comprobaciones realizadas por esta Comisión aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta a la información disponible en la CNMC.

4.3. Sobre los ajustes en la retribución de la Actividad de Regasificación de años anteriores a 2020

La Memoria de la Orden Ministerial recoge la determinación de los ajustes en la retribución de la actividad de regasificación de años anteriores a 2020 en su epígrafe 6.

Los ajustes de retribución a publicar en el BOE corresponden al concepto de Retribución por Continuidad de Suministro (RCS).

No se han observado diferencias significativas entre los importes recogidos en la Propuesta y las comprobaciones realizadas por esta Comisión aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta a la información disponible en la CNMC.

4.4. Sobre los ajustes en la retribución de la Actividad de Distribución de años anteriores a 2020

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial recoge la determinación de los ajustes en la retribución de la actividad de distribución de años anteriores a 2020 en el Epígrafe 7.

Los ajustes en la retribución de la actividad de distribución a publicar en el BOE se corresponden con los desvíos de los ejercicios 2018 y 2019 por la actividad de distribución y por el extracoste de territorios insulares⁵.

En relación con la propuesta, en primer lugar, se propone explicitar que los citados ajustes serán liquidados en el ejercicio 2019. Para ello, se propone que en el Cuadro del apartado 2 del Anexo I se modifique el título de la columna “Total (€)” añadiendo “a liquidar en 2019”.

De esta forma se eliminaría la asimetría existente entre el trato dado por el sistema de liquidaciones a los ajustes de retribución de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. Asimismo, esta medida mitigaría el impacto que pudieran tener posibles errores accidentales o fortuitos a la hora de determinar

⁵ Coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios

los citados ajustes, pues actualmente la corrección de un error en el ajuste de retribución de un año puede terminar de cobrarse 4 años más tarde⁶.

No se han observado diferencias significativas entre los importes recogidos en la Propuesta y las comprobaciones realizadas por esta Comisión aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta a la información disponible en la CNMC. De manera particular cabría señalar que:

- a) Las retribuciones definitivas de las empresas distribuidoras para el año 2018 indicadas en la Memoria y los ajustes que habría que reflejar en el B.O.E coinciden con los valores obtenidos por esta Comisión. Además, se ha constatado que:
 - Las demandas consideradas para los años 2017 y 2018 en los cálculos de la Retribución 2018 coinciden con los valores disponibles por esta Comisión a través del Sistema de Liquidaciones
 - El número de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente (con gas desde hace 5 años o menos) a 31 de diciembre de 2017 y 2018 coincide con los valores disponibles por esta Comisión a través del Sistema de Liquidaciones⁷.
 - El valor definitivo de extracoste de GLP para 2018 recogido en la Propuesta de Orden coincide con el importe calculado por esta Comisión a partir de la información facilitada por la empresa afectada.
- b) Las previsiones de demanda de 2019 utilizadas para actualizar las retribuciones de 2019, no se corresponden con el escenario de demanda utilizado por esta Comisión en su Propuesta de Resolución de Retribución 2020 para las actividades transporte regasificación y distribución (RAP/DE/003/19) que la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión celebrada el 28 de noviembre de 2019, acordó remitir al Consejo Consultivo de Hidrocarburos al objeto de que hicieran las observaciones que estime oportunas.

⁶ Por ejemplo, un error en un ajuste retributivo del año 2016 calculado en 2017 y que se liquida en el año 2018, en vez de en la liquidación de 2017, la corrección se liquidaría en el año 2019, en vez de en el año 2018. En consecuencia, un ajuste de la retribución del año 2016 terminaría por cobrarse en diciembre del año 2020 (momento en el que se tiene la liquidación definitiva del año 2019) cuando se podría haber realizado un año antes (diciembre de 2019) si se hubiera liquidado en 2018 por reparto, e incluso prácticamente dos años antes (enero de 2019) si se hubiera liquidado como pago único en la liquidación de 2018.

⁷ Los valores de 2018 corresponden con los últimos datos de clientes disponibles en el sistema de liquidaciones SIFCO para los municipios clasificados como de regasificación reciente en la Propuesta de Resolución de Retribución 2020 para las actividades transporte regasificación y distribución (RAP/DE/003/19) que la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión celebrada el 28 de noviembre de 2019, acordó remitir al Consejo Consultivo de Hidrocarburos al objeto de que hicieran las observaciones que estime oportunas.

En tercer lugar, se considera acertada la inclusión en el Anexo I del inciso que advierte del estado provisional de las retribuciones de las empresas distribuidoras del grupo NATURGY hasta disponer de la información necesaria para el cálculo correcto de las mismas. Tal y como se indicó en informes anteriores⁸, a la hora de determinar la retribución asociada a activos que están implicados en una compra-venta entre distribuidores, o en una escisión de activos de un distribuidor, se había aplicado un mecanismo que no recogía en ninguno de sus pasos la filosofía que emana de la Ley 18/2014, pudiendo generar distorsiones significativas en la valoración de activos. De hecho, se considera que dicho mecanismo penaliza la valoración de redes pequeñas construidas con anterioridad a 2013, como las que generalmente conforman las de escisiones de activos, de tal forma que la retribución asignada a la red escindida sería sensiblemente inferior a la que le correspondería⁹.

4.5. Sobre los peajes y cánones aplicables de forma transitoria hasta la entrada en vigor de la Circular de la CNMC

Vista la propuesta de Orden y la Memoria que le acompaña, teniendo en cuenta la transitoriedad de la misma y que en el momento actual están pendientes de aprobación las Circulares por las que se establecen la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural y la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, esta Comisión valora de forma positiva que, al objeto de incrementar la seguridad jurídica, la citada propuesta de Orden establezca para el año 2020 los peajes y cánones aplicables hasta la definitiva aplicación de las citadas Circulares.

5. Consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden

5.1. Artículo 4. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo mantiene el precio de cesión hasta ahora vigente (0,02330 €/kWh) como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministran gases manufacturados en los territorios insulares.

Consideraciones de la CNMC

⁸ Ver Informes IPN/CNMC/028/16, IPN/CNMC/046/17 e IPN/CNMC/036/18 sobre Peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el 2017, 2018 y 2019, respectivamente

⁹ Un ejemplo de lo expuesto, sería la retribución provisional en 2015 asignada a la red de presión entre 4 y 60 bar de Gas Directo que se transfiere a Gas Galicia. Según la Propuesta de Orden, que aplica el segundo mecanismo, su retribución provisional sería de 213.925,61 € (ver pag 29 de la Memoria). Pero si se aplicara el primer mecanismo, su retribución sería de 386.250,63 €.

Al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares¹⁰, la Orden ETU/1977/2016 modificó el precio de cesión de 0,035 €/kWh a 0,0171 €/kWh tras aplicar la metodología que propuso esta Comisión.

Se propuso que se adoptara como metodología que el precio de cesión fuera el resultado de la media de los últimos 12 meses del precio de materia prima calculado de acuerdo con la metodología de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio¹¹, tras hacer un repaso por las metodologías que han existido en el sector gasista sobre el cálculo de la tarifa, el precio de cesión entre transportistas y distribuidores y el cálculo de la tarifa del suministro de último recurso actual¹², dado que en los territorios insulares y extra-peninsulares donde se suministran gases manufacturados no se dispone de conexión con la red de gasoductos o las instalaciones de regasificación

Aplicando la citada metodología, la Orden ITC/1283/2017 estableció que el precio de cesión era 19,61 €/MWh para 2018 y la Orden TEC/1367/2018 estableció que el precio de cesión era 23,30 €/MWh para 2019.

De acuerdo con citada metodología, la media de los últimos 12 meses (ene-dic 2019) del precio de materia prima es 21,68 €/MWh. Por tanto, este se propone este valor como nuevo precio de cesión para 2020.

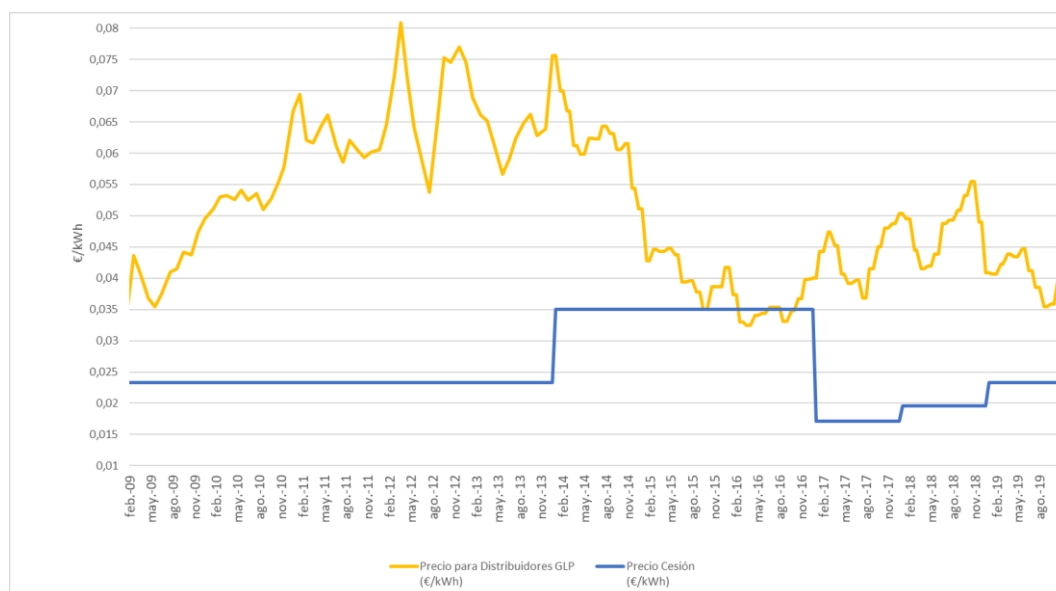
¹⁰ Dado que, durante los 26 meses previos a diciembre de 2016, la disminución del precio medio de adquisición del propano hizo que el diferencial entre el precio de cesión y el precio de adquisición de propano fuera incluso negativo

¹¹ Según ésta última, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluiría de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Dichos costes podríamos agruparlos en 4 partidas diferenciadas: (1) el coste de la materia prima, (2) los términos fijos de la tarifa, (3) los términos variables de la tarifa y (4) la prima por riesgo de cantidad (PQR) que afecta a los meses invernales y refleja el sobre coste que supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen la obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado.

Se consideró conveniente prescindir en el cálculo de la prima de riesgo por cantidad (PQR) dada su complejidad de cálculo y por su aplicación limitada a los meses de invierno.

¹² Orden ITC/3992/2006, Orden ITC/3861/2007, Orden ITC/2857/2008, y Orden ITC/1660/2009

Cuadro 3. Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural



Fuente: Elaboración propia

Al objeto de evitar la dispersión normativa y, con ello, facilitar la consulta de la regulación vigente a todos los agentes del sector, sería recomendable que se recogiese en este artículo lo dispuesto en la Disposición Final Segunda de la Orden IET/389/2015¹³. Dicha Disposición modificó la Orden ITC/3292/2008 estableciendo una nueva Disposición Transitoria Segunda que indicaba “el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización se aplicará también a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización” en los territorios insulares en los que aplicara la Disposición Transitoria Vigésima de la Ley 34/1998 al objeto de evitar que los precios de adquisición de GLP que obtienen los distribuidores que suministran gases manufacturados en los territorios insulares sean diferentes del precio regulado para los distribuidores de GLP por canalización.

No obstante, en relación con lo dispuesto en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden ITC/3292/2008, en lugar de indicar que se aplicará el mismo precio a ambos suministros, sería más acertado señalar que el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización es el “precio máximo” que se puede aplicar a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.

¹³ Orden por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización

De esta forma, si la empresa distribuidora de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización consiguiera un precio inferior al regulado para GLP canalizado, el conjunto del sector gas natural podría beneficiarse de tener un menor coste. Bien es cierto, que el modelo actual no genera un incentivo a la distribuidora a conseguir un mejor precio de GLP, ya que se le reconoce el sobrecoste incurrido. Una medida para incentivar al distribuidor sería retribuirle con el 50% del ahorro generado en la adquisición de GLP, tomando como referencia el coste regulado para GLP canalizado.

Por último, de acuerdo con el artículo 59.4.b) de la Ley 18/2014, corresponde al Gobierno fijar, entre otros, el coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación para cada año (conocido como extracoste de GLP). Atendiendo a lo dispuesto en la Memoria y la propia Orden, cuando se determinan los ajustes en la retribución de la Actividad de Distribución de los años 2018 y 2019, se establecen también el extracoste GLP definitivo de 2018 y el nuevo provisional de 2019 de la empresa distribuidora Gasificadora Regional Canaria, S.A., pero faltaría por definir el extracoste GLP provisional de 2020.

En aras a la claridad se propone reflejar en este artículo la retribución por extracoste de GLP de 2018, 2019 y 2020.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 4:

Artículo 4. *Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.*

1. Mientras sea de aplicación el régimen dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se reconoce a la empresa distribuidora titular de las redes donde se lleve a cabo este suministro la retribución en concepto de “suministro a tarifa” calculada por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

2. Para 2020, el precio de cesión será de ~~0,02330~~ 0,021681 €/kWh.

3. Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La auditoría dispondrá de un listado de las facturas de compra, que incluirá fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, ~~volumen~~ los kg de GLP suministrados, poder calorífico superior e inferior (PCS y PCI) del GLP adquirido, el precio de compra en €/kg e importe total en €.

4. En los territorios insulares en los que la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, sea de aplicación, el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización será el precio máximo que se pueda aplicar a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.

5. La empresa distribuidora que suministren gases manufacturados en los territorios insulares, tendrá derecho al 50% del ahorro que haya generado en la adquisición de GLP por ser suministrada a precios inferiores al precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización.

6. El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación para los años 2018, 2019 y 2020 a reconocer, y el ajuste a realizar respecto a valores determinados con anterioridad, son los siguientes:

Año \ Extracoste	Gasificadora Regional Canaria, S.A.		
	Valor Anterior	Nuevo Valor	Ajuste
2018	1.006.554	1.223.594	217.040
2019	1.150.664	979.251	-171.413
2020		942.263	

El valor de 2018 se considera definitivo, mientras el resto de valores serán provisionales.

5.2. Artículo 5. Amortización anticipada de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo 5 de la propuesta de orden establece la amortización anticipada correspondiente a los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017, como consecuencia de la aplicación del superávit que ha resultado en la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gasista del ejercicio 2018, de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y en el artículo 9.1 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre.

No obstante, como se indica en la memoria que acompaña a la propuesta, a la hora de efectuarse los cálculos de los importes amortizados anticipadamente correspondientes a los distintos derechos de cobro, se ha considerado como valor estimado del superávit del año 2018 un importe de 30.000.000 €, puesto que en el momento de elaboración de la propuesta de orden no se había aprobado aún la liquidación definitiva correspondiente a este ejercicio.

Adicionalmente, se establece en este artículo cómo se realizará el abono de las cantidades amortizadas anticipadamente.

Consideraciones de la CNMC

En fecha 28 de noviembre de 2019, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado la “*Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2018*” (LIQ/DE/008/19).

Este artículo reproduce lo descrito en el Punto V de la citada Resolución por la que se aprueba la Liquidación Definitiva del ejercicio 2018, en cumplimiento de los artículos 8 y 9.3 de la Orden TEC/1367/2018.

Por tanto, se propone suprimir el artículo 5 porque no es necesario reproducir el contenido de la Resolución de Liquidación Definitiva del ejercicio 2018 y que, además, ya se ha aplicado en la liquidación provisional décima de 2019.

Por otra parte, se proponen una serie de modificaciones en el punto II del preámbulo de la propuesta de orden, actualmente denominado “*Anualidades de derechos de cobro y tipos de interés definitivos a aplicar*”. En este sentido, dado que los tipos de interés definitivos que aplican a los derechos de cobro del sector gasista quedaron establecidos en la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, y en la presente propuesta de orden no se hace ninguna modificación que afecte a éstos, se propone modificar el título de este punto II del preámbulo de forma que no se haga referencia a los mismos. Además, puesto que las anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y los desajustes temporales de los años 2015 y 2016, han sido modificados por las Resoluciones del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019, sobre el almacenamiento subterráneo Castor, se propone añadir dicha referencia:

II

Amortización anticipada y a~~*Anualidades de derechos de cobro y tipos de interés definitivos a aplicar*~~

(...)

La cuantía de las anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes temporales entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017 se aprobaron en el anexo II de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019. En dicha Orden quedaron establecidos los tipos de interés definitivos aplicables a los distintos derechos de cobro del sector gasista.

(...)

Con fecha28 de noviembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la liquidación definitiva del ejercicio 2018, constatando la existencia de un superávit de 30.879.333,33 € que, conforme a lo anterior, se destina a la amortización anticipada de los desajustes temporales entre ingresos y costes de los años 2017 y 2015, al ser lo que soportan tipos de interés más elevados, concretamente de 0,923% y 0,836%, respectivamente. La cantidad restante se destina a amortizar parcialmente el desajuste del año 2016, que soporta un tipo de interés de 0,716%. Para el cálculo de los importes a amortizar correspondientes a cada derecho de cobro, se han tenido en cuenta los importes pendientes de cobro actualizados que se obtienen en dicha liquidación definitiva del ejercicio 2018, como consecuencia de las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 5 de julio de 2019, sobre los procedimientos de revisión de oficio de las liquidaciones definitivas de las actividades reguladas del sector del gas natural relativos al almacenamiento subterráneo de Castor. En el anexo II2 de la presente orden se indican las nuevas anualidades para 2020 del dicho déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016, una vez aplicada la amortización.

5.3. Artículo 6. Anualidades para el año 2020 correspondientes a los derechos de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del desajuste entre ingresos y costes de 2016

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

En el artículo 6 de la propuesta de orden, se recogen las anualidades del año 2020 correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y al desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016, al ser estos los dos únicos derechos de cobro que no quedarían amortizados a 31 de diciembre de 2019, y desglosándose dichas cantidades entre amortización e intereses.

Asimismo, se hace referencia al Anexo II de la propuesta en el que se incluye, tanto la participación de cada uno de los agentes en dichas anualidades, como la distribución de la amortización anticipada completa de los desajustes temporales entre ingresos y costes de los años 2015 y 2017.

Finalmente, el artículo establece cómo se liquidarán las anualidades anteriores y la manera en que se abonarán las cantidades correspondientes a las amortizaciones anticipadas a los titulares de los correspondientes derechos de cobro.

Consideraciones de la CNMC

Teniendo en cuenta la Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la Liquidación Definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2018, dónde se establece el esquema de amortización que se aplica al superávit

de 30.879.333,33 €, las anualidades previstas correspondientes a los distintos derechos de cobro del sector gasista son las siguientes:

- **Desajuste 2016:** a fecha 31/12/2019 se amortiza parcialmente este derecho de cobro, por importe de 1.226.467,74 euros, con lo que el nuevo importe pendiente de cobro tras dicha amortización asciende a 50.955.147,16 euros. En consecuencia, es necesario recalcular las anualidades a partir del ejercicio 2020.

A este respecto, dado que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, establece en su artículo 61.2 que el plazo de recuperación de los desajustes temporales del sector gasista por parte de sus titulares será de 5 años a partir de la liquidación definitiva de la que se deriven, resulta necesario reducir el importe anual a amortizar hasta el año 2022 (calculado éste de forma proporcional al número de días de cada año y tomándose los años completos de 365 días), de forma que las nuevas anualidades previstas para los años siguientes son las que se muestran a continuación:

Cuadro 4. Nuevas anualidades previstas para el importe pendiente de cobro a 31/12/2019 del desajuste 2016

ANUALIDADES DESAJUSTE 2016

Tipo Interés	0,716%
Fecha Devengo	01/12/2017
Plazo (años)	5
Importe Derecho (€)	90.014.120,64

30/11/2017

Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	0,716%	90.014.120,64	54.738,45	1.529.006,98	1.583.745,43

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2018	0,716%	88.485.114	633.553,41	18.002.824,13	18.636.377,54
2019	0,716%	70.482.290	504.653,19	18.002.824,13	18.507.477,32
2020	0,716%	50.955.147	364.838,85	17.479.914,20	17.844.753,06
2021	0,716%	33.475.233	239.682,67	17.479.914,20	17.719.596,87
2022	0,716%	15.995.319	104.799,58	15.995.318,75	16.100.118,33

En 2019, el importe final de la anualidad será de 18.437.450,44 €, como consecuencia de la Resolución del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019

A 31/12/2019 se amortizan 1.226.467,74 €

Fuente: Elaboración propia

La nueva anualidad calculada para 2020 del derecho de cobro relativo al Desajuste 2016 asciende a 17.844.753,06 €.

- **Déficit acumulado a 31/12/2014:** a fecha 31/12/2019 no se amortiza importe alguno correspondiente a este derecho de cobro como consecuencia de la aplicación del superávit del sistema, al ser el que tiene menor prioridad conforme al artículo 9 de la Orden TEC/1367/2018. No obstante, como consecuencia de la actualización del importe pendiente de cobro derivado de las Resoluciones del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019, es necesario recalcular sus anualidades a partir del ejercicio 2020. Asimismo, es necesario incluir la referencia a las Resoluciones de la Sala de Supervisión Regulatoria

de la CNMC sobre la cesión de derechos de cobro del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, de las empresas Enagás Transporte, S.A.U., Nortegás Energía Distribución, S.A., sociedades del Grupo Naturgy, sociedades del grupo Redexis y Escal UGS, S.L., por las que se reconoce a la sociedad Banco Santander, S.A. como titular del derecho de cobro.

Puesto que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 66, apartado a, que el plazo de recuperación del déficit acumulado a 31/12/2014 del sector gasista por parte de sus titulares será de 15 años a partir de la liquidación definitiva de 2014, resulta necesario reducir el importe anual a amortizar hasta el año 2031 (calculado éste de forma proporcional al número de días de cada año y tomándose los años completos de 365 días), de forma que las nuevas anualidades previstas para los años siguientes son las que se muestran en el cuadro a continuación:

Cuadro 5. Nuevas anualidades previstas para el importe pendiente de cobro a 31/12/2019 del déficit acumulado a 31/12/2014

ANUALIDADES DÉFICIT ACUMULADO A 31/12/2014

Tipo Interés	1,104%
Fecha Devengo	25/11/2016
Plazo (años)	15
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66

24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2016	1,104%	1.025.052.946	1.147.160,62	6.927.298,45	8.074.459,07

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	1,104%	1.018.125.647	11.240.107,15	68.336.863,04	79.576.970,19
2018	1,104%	949.788.784	10.485.668,18	68.336.863,04	78.822.531,22
2019	1,104%	881.451.921	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25
2020	1,104%	756.182.028	8.348.249,58	63.552.023,96	71.900.273,55
2021	1,104%	692.630.004	7.646.635,24	63.552.023,96	71.198.659,20
2022	1,104%	629.077.980	6.945.020,90	63.552.023,96	70.497.044,86
2023	1,104%	565.525.956	6.243.406,55	63.552.023,96	69.795.430,51
2024	1,104%	501.973.932	5.541.792,21	63.552.023,96	69.093.816,17
2025	1,104%	438.421.908	4.840.177,86	63.552.023,96	68.392.201,83
2026	1,104%	374.869.884	4.138.563,52	63.552.023,96	67.690.587,48
2027	1,104%	311.317.860	3.436.949,17	63.552.023,96	66.988.973,14
2028	1,104%	247.765.836	2.735.334,83	63.552.023,96	66.287.358,79
2029	1,104%	184.213.812	2.033.720,48	63.552.023,96	65.585.744,45
2030	1,104%	120.661.788	1.332.106,14	63.552.023,96	64.884.130,10
2031	1,104%	57.109.764	566.578,93	57.109.764,00	57.676.342,93

En 2019, el importe final de la anualidad será de 74.423.956,01 €, como consecuencia de la Resolución del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019

Se actualiza el IPC a 31/12/2019, como consecuencia de la Resolución del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019

Fuente: Elaboración propia

La nueva anualidad calculada para 2020 del derecho de cobro relativo al Déficit acumulado a 31/12/2014 es de 71.900.273,55 €.

En lo que se refiere a la explicación incluida en el artículo 6.6 de la propuesta de orden, sobre cómo se realizará el abono de las cantidades amortizadas anticipadamente, se propone su eliminación de este artículo por haberse

realizado la amortización en la Liquidación 10/2019, de fecha 11 de diciembre de 2019, según el artículo 9.3 de la Orden TEC/1367/2018, donde se establece que el superávit se aplicará por el órgano responsable de las liquidaciones en la primera liquidación provisional que se apruebe, una vez aprobada la liquidación definitiva en la que se haya generado el mismo.

Así, se proponen las siguientes modificaciones de redacción en el artículo 6:

Artículo 6. Anualidades del año 2020

“1. La Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, de 28 de noviembre, por la que se aprueba la Liquidación Definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2018, establece el superávit del ejercicio, el esquema de amortización que se aplica en virtud del artículo 9 de la Orden TEC/1367/2018 y los capitales pendientes a 31 de diciembre de 2019 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes temporales de 2015, 2016 y 2017.

2. En el anexo II de la presente orden se publican las anualidades del año 2020 correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016, junto con el reparto entre los tenedores de dichos derechos de cobro. Se incluye como titular del derecho de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 a la sociedad Banco Santander, S.A., tras la aprobación de las Resoluciones de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC sobre la cesión de derechos de cobro del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, de las empresas Enagás Transporte, S.A.U., Nortegás Energía Distribución, S.A., sociedades del Grupo Naturgy, sociedades del grupo Redexis y Escal UGS, S.L., en virtud del artículo 10 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre.

23. La anualidad para 2020 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 coincide con el valor publicado en la tabla 1.a del anexo II de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, asciende a 71.900.273,55 €, e incluye una amortización ordinaria del principal de ~~68.336.863,04~~ 63.552.023,96 € y una retribución financiera de ~~8.976.790,24~~ 8.348.249,58 € calculada mediante la aplicación del ~~la tasa tipo~~ de interés definitivo del 1,104% al capital pendiente de amortizar a fecha 31 de diciembre de 2019 de ~~813.115.058,08~~ 756.182.027,60 €.

34. La anualidad para 2020 del desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016 se ha calculado descontando del capital pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2019 la amortización anticipada, e incluye una amortización anual ordinaria de ~~18.002.824,13~~ 17.479.914,20 € y una retribución financiera de ~~364.838,85~~ € calculada mediante la aplicación del tipo de interés definitivo del ~~0,716%~~ a ~~sobre~~ un capital pendiente de amortizar de ~~52.196.912,13~~ 50.955.147,16 ~~€ sobre el que se aplica el tipo de interés de 0,7160%.~~

45. Asimismo, el anexo II incluye la distribución por titulares de los derechos de cobro de la amortización anticipada completa de los desajustes temporales entre ingresos y costes de los años 2015 y 2017, y de la amortización anticipada parcial relativa al desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016, según la información recogida en la Resolución por la que se aprueba la Liquidación

Definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2018, aprobada el 28 de noviembre de 2019 por la CNMC;

(...)

~~6. Las amortizaciones anticipadas se abonarán a los tenedores del derecho de cobro conforme con lo dispuesto en el artículo 9.3 de la citada orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre”.~~

De forma coherente, resulta necesario corregir los importes y tablas incluidos en el Anexo II de la propuesta de orden (ver apartado 4 sobre Anexo II. Anualidades correspondientes al año 2020 de derechos de cobro reconocidos).

5.4. Nuevo Artículo 7. Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica

De acuerdo con el artículo 59.4.b), de la Ley 18/2014, corresponde fijar al Gobierno, entre otros, la Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica para el año 2020.

En consecuencia, se propone incorporar un nuevo artículo 7 con el siguiente redactado:

Artículo 7. Tasa Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos destinada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia serán del 0,140 por ciento, aplicable como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones que deberán recaudar las empresas transportistas, distribuidoras y el Gestor Técnico del Sistema.

5.5. Disposición adicional segunda. Coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de operación y mantenimiento variable de las plantas de regasificación

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece los coeficientes de extensión de vida útil a aplicar en el año 2019 a los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación, μV_{nt}^j , conforme con lo dispuesto en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016

Consideraciones de la CNMC

La Orden ETU/1977/2016 establece que los coeficientes μV_{nt}^j para cada año se calcularán de acuerdo con la vaporización real de cada planta desde el 16 de

noviembre del año anterior hasta el 15 de noviembre del año de aplicación (ambos incluidos), y que en la orden por la que se establezcan las retribuciones del año «n+1» se publicarán los coeficientes que correspondan a cada planta para el año «n».

De acuerdo con el apartado 7.1 de la NGTS-07, el balance físico diario (día “d”) de las plantas (puntos de reparto PCPR, regasificación) debe realizarse cada día y enviarse diariamente (“d+1”) al SL-ATR toda la información para la reproducción de los cálculos, teniendo los responsables de la medida hasta el día 10 del mes m+1 para, en su caso, modificar la medida remitida en el día posterior al día de gas que afecta al cálculo del balance.

Por tanto, el cálculo de los coeficientes μV_{nt}^j anteriormente referidos se ha realizado con valores del mes de noviembre que pueden ser modificados hasta el 10 de diciembre de 2019.

Aunque no debe haber grandes diferencias entre la producción provisional y la definitiva y su impacto en el cálculo podría ser mínimo, se considera conveniente que los coeficientes de extensión de vida útil previstos en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016 se establezcan cuando se tenga la información definitiva de las plantas.

Por tanto, se recomienda verificar que los coeficientes de 2019 no han cambiado una vez se dispone de la información de medidas de diciembre de 2019. Dicha prevención habría que tenerla también con los coeficientes que se publicaron para 2017 y 2018, y, en caso de ser necesario, publicar una revisión de los mismos.

Por último, señalar que los valores en la Propuesta y coinciden con los valores obtenidos por esta Comisión.

5.6. Disposición adicional tercera. Reconocimiento de costes de operación y mantenimiento de diversas instalaciones

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

Esta disposición reconoce los costes de operación y mantenimiento definitivos de los años 2016 y 2017 de la Estación de Compresión (EC) de Denia (instalación singular), el Gasoducto submarino Denia-Ibiza-Mallorca (instalación singular) y la Planta de regasificación del Musel, todas ellas titularidad de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

Consideraciones de la CNMC

En relación con la inclusión o reconocimiento de retribuciones definitivas de las instalaciones del sistema gasista, se ha de recordar que el procedimiento establecido para las instalaciones “estándar” de transporte y regasificación

consiste en que esta Comisión realice un informe preceptivo previo a las propuestas Resolución de inclusión tras, entre otras actuaciones, analizar las auditorías pertinentes:

Además, está previsto que esta Comisión realice informe previo a las Órdenes Ministeriales de reconocimiento de retribución de las instalaciones singulares de regasificación desde 2006 y de transporte desde 2008 ¹⁴.

Asimismo, desde 2011, la Comisión ha de remitir propuestas de retribución de costes de O&M definitivos y provisionales de los AASS¹⁵.

En vista de lo anterior, y con motivo de las Ordenes IET/2736/2015 y ETU/1977/2016, esta Comisión puso de manifiesto la necesidad de que se recogiera explícitamente el papel de la Comisión en la determinación de la retribución definitiva tanto de los costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel para 2016 y 2017 como para diversos conceptos retributivos que estaban relacionados con el AASS de Castor para 2016 y 2017.

En las consideraciones realizadas se señaló la conveniencia de que se reflejara cualquiera de las dos praxis utilizadas para la inclusión o reconocimiento de retribuciones definitivas del resto de instalaciones del sistema gasista: emisión de informe previo a la inclusión o realización de propuesta de inclusión por parte de esta Comisión.

Mientras que los Artículos 3 y 4 de la Orden IET/2736/2015¹⁶ y 8 de la Orden ETU/1977/2016¹⁷ no hicieron mención explícita al papel de la Comisión (aunque si se eliminaron apartados donde se indicaban importes a incluir en el régimen retributivo, tal y como solicitó esta Comisión por no haberlos informado adecuadamente), el Artículo 7 de la Orden ETU/1977/2016¹⁸, los artículos 4 y 5 de la Orden ETU/1283/2017 y el artículo 4 de la Orden TEC/1367/2018¹⁹, si han recogido las consideraciones realizadas por esta Comisión de los Mercados y la Competencia.

En relación con las partidas concretas recogidas esta Disposición adicional tercera, señalar que, o bien no han sido informadas previamente por esta Comisión, o bien no se han determinado tras la elevación de una propuesta al

¹⁴ Artículo 5 Real Decreto 326/2008 y artículo 5 de la Orden ITC/3993/2006.

¹⁵ Tal y como se recoge en la Disposición adicional sexta O. ITC/3995/2006. Cálculo de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales y definitivos, de acuerdo con la redacción dada por disposición final 1.4 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre

¹⁶ Sobre costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel y sobre reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre (AASS Castor), respectivamente

¹⁷ Sobre reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre (AASS Castor),

¹⁸ Sobre costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel

¹⁹ Sobre costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel

respecto por esta Comisión. Además, la información aportada en la Memoria es insuficiente careciendo incluso del documento de Auditoría de costes que es preceptivo.

Por tanto y visto todo lo anterior, se considera que el reconocimiento de dichos costes debería informarse, de forma separada y con tiempo suficiente para el análisis de los importes auditados declarados por la empresa, debiendo el MITECO dar traslado de los expedientes completos a esta Comisión para, en función de la instalación, evacue su informe preceptivo o su propuesta de retribución.

En consecuencia, se propone la eliminación de la Disposición adicional tercera del articulado de la Propuesta de Orden y su tramitación por separado.

5.7. Disposición adicional cuarta. Existencias estratégicas de gas natural

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

Esta Disposición se formula al objeto de resolver la situación actual en la que el periodo de tiempo establecido en la normativa vigente²⁰ para la adaptación de las existencias mínimas de seguridad resulta insuficiente. Esto es debido al incremento significativo de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas estratégicas para el próximo año, derivado del aumento de la demanda de gas natural en 2019, y a la capacidad de inyección limitada de los almacenamientos subterráneos.

A falta de datos definitivos, el Gestor Técnico del Sistema (en adelante GTS) estima que el aumento de la demanda de gas natural en 2019 alcanzará un valor de 50 TWh, respecto de la demanda del año anterior. Esto supondría, de acuerdo con el Real Decreto 1716/2004 previamente referido, un incremento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en un valor de 2.740 GWh.

El problema reside en que la capacidad de inyección actual de los almacenamientos básicos del sistema gasista es insuficiente para poder inyectar ese volumen adicional en el plazo que determina la normativa vigente²¹, teniendo en cuenta el reparto de los derechos de inyección entre los usuarios, y se hace necesario adoptar alguna medida adicional para poder dar cumplimiento a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por parte de todos los agentes del sistema gasista.

A tal efecto, el GTS remitió un escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM) proponiendo dos alternativas. Estas

²⁰ Establecido en el artículo 2.2 del Real Decreto 1716/2004 y el artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011.

²¹ Del 15 de marzo al 15 de abril, conforme a lo dispuesto en la disposición adicional primera de la Orden IET/2445/2014.

consisten en la validación de la ubicación de las existencias estratégicas también en los tanques de GNL, de manera transitoria, hasta que sea posible tener las existencias completamente ubicadas en los almacenamientos subterráneos y/o en la ampliación del periodo establecido para la constitución de reservas estratégicas.

La DGPEM ha optado por la primera alternativa, considerando que es *“más flexible para los sujetos obligados y más acorde con la excepcionalidad”*.

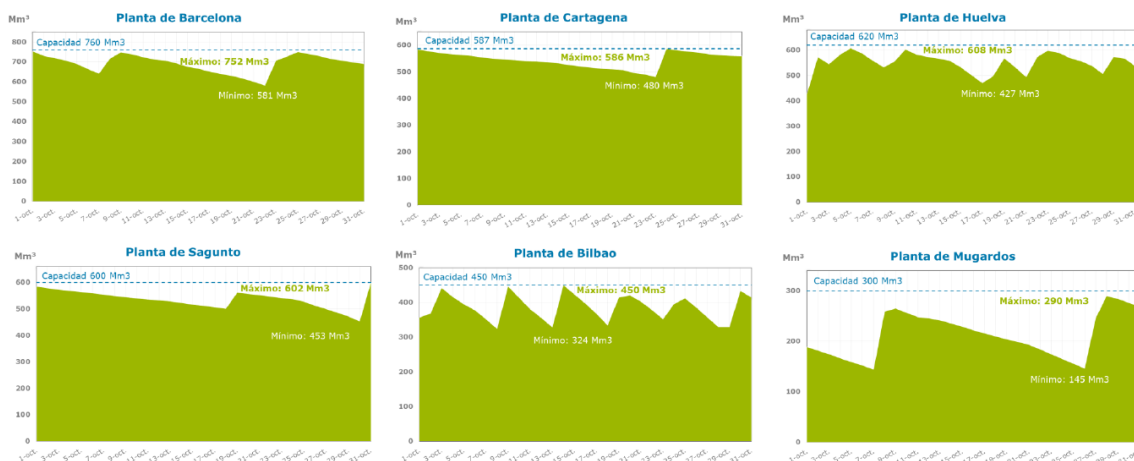
Consideraciones de la CNMC

Esta Comisión considera más apropiado resolver el problema previamente expuesto mediante la extensión del plazo establecido para la constitución de reservas estratégicas, conforme a la segunda propuesta del GTS, por los motivos que se exponen a continuación.

En primer lugar, es preciso tener en cuenta la situación actual en la que se encuentran las plantas de regasificación²², con un grado de utilización muy superior al que viene teniendo lugar en años ejercicios anteriores, en particular, con unas existencias en tanques de GNL muy elevadas. Dichas existencias han alcanzado a lo largo de los últimos meses, en varias ocasiones, valores muy próximos al 100% del volumen de almacenamiento en algunas plantas, lo que ha propiciado el rechazo de numerosos cargamentos de GNL por ser materialmente imposible su descarga. Por ejemplo, durante el mes de octubre de 2019, las existencias medias de GNL en el conjunto de las plantas alcanzaron el 88% de la capacidad de almacenamiento total, si bien el valor máximo de existencias a lo largo del mes se elevó hasta los 21.279 GWh, es decir un 94% del volumen de almacenamiento total de las plantas. En la figura siguiente se muestra esta información desagregada por planta.

²² Esto es debido, fundamentalmente, al contexto internacional del mercado del GNL, en el que existe un exceso de oferta de GNL y unos precios reducidos de éste, de modo que Europa, y España en particular, absorbe dicho exceso de GNL en la medida en la que la capacidad de sus plantas de regasificación y otras condiciones particulares de los mercados gasistas lo permiten.

Figura 1. Detalle de existencias de GNL por planta de regasificación en octubre de 2019.
Fuente ENAGAS GTS



Cabe apuntar que, de acuerdo con las previsiones del GTS, así como con el contexto actual y la evolución esperada del mercado internacional de GNL, es probable que la situación de elevada utilización del almacenamiento de las plantas no cambie sustancialmente a corto plazo, de modo que los tanques sigan manteniendo unas existencias de GNL elevadas, lo que puede dar lugar a que se produzcan rechazos de descarga de buques GNL. Las plantas de GNL son un importante elemento de flexibilidad operativa del sistema gasista español, que podría ponerse en riesgo por un elevado nivel de utilización del almacenamiento.

En consecuencia, cualquier medida que pueda propiciar un incremento de las existencias de GNL en el sistema contribuye a agravar la situación de congestión previamente expuesta, incrementando también la probabilidad de rechazo de descargas de buques adicionales, con el consiguiente perjuicio para el sistema en términos de recaudación de peajes.

En segundo lugar, la medida propuesta por la DGPEyM puede resultar no homogénea y no transparente:

1. No homogénea porque, en cuanto al aprovisionamiento, la casuística de los agentes con obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad es muy diversa, existiendo agentes cuyo suministro procede total o parcialmente de GNL, mientras que otros se suministran exclusivamente mediante gas natural (a través de conexión internacional y/o compras en PVB). Establecer la posibilidad de computar también como existencias estratégicas las depositadas en los tanques de GNL favorecería en mayor medida a aquellos agentes cuya cartera de aprovisionamiento incluye el GNL, dado que podrían cumplir con sus obligaciones sin incurrir en costes adicionales, a diferencia del resto, entre los que, generalmente, se encuentran incluidos los agentes con menores cuotas de mercado. Estos seguirían sin poder constituir sus existencias mínimas de seguridad y, por lo tanto, no podrían hacer uso de la medida propuesta, a no ser que incurrieran en costes

adicionales a los de su aprovisionamiento habitual, por la compra de GNL en tanque y la necesaria reserva de capacidad de regasificación. En consecuencia, la mayor flexibilidad de esta medida apuntada por la DGPEyM en la Memoria de la propuesta de Orden tan solo se haría efectiva para los agentes que tienen existencias de GNL en tanques.

2. No transparente porque el cómputo de las existencias depositadas en tanques de GNL como existencias mínimas de seguridad introduce incertidumbres a la hora del tratamiento de las mismas en términos de la aplicación de peajes y de los mecanismos anti-acaparamiento de capacidad²³.

En tercer lugar, es preciso indicar que en la actualidad existe una incongruencia temporal entre la definición del ciclo de inyección, que por defecto se inicia el día 1 de abril de cada año²⁴, y el periodo del que disponen los agentes, del 15 de marzo al 15 de abril, para adaptar su nivel de existencias. Es decir, que el periodo teórico de un mes para llevar a cabo dicha adaptación se reduce de forma efectiva a tan solo quince días, a no ser que el GTS modifique, anualmente, el periodo de inyección antes del inicio del procedimiento de asignación conforme al artículo séptimo de la Resolución de 30 de marzo de 2017⁵, en cuyo caso deberá hacerlo público en su página web con al menos 20 días de antelación.

Por último, respecto a la excepcionalidad de la medida propuesta por al DGPEyM y a la limitación que indica que supondría aumentar el periodo de inyección de las existencias estratégicas, hay que destacar que la consideración del GNL almacenado como existencias estratégicas, en cualquier caso, supone tácitamente una ampliación del plazo para su inyección en los almacenamientos subterráneos, ya que es una medida transitoria *“hasta que dicha inyección sea posible”*. Esto además introduce nuevamente incertidumbre al no concretar el nuevo plazo. Por ello, parecería adecuado que fuera el Gestor Técnico del Sistema quién, previa comunicación a la DGPEyM, determinara dicho plazo y lo publicara con antelación al inicio del mismo, de modo que todos los agentes conociesen de antemano las reglas aplicables para el cumplimiento de sus obligaciones.

También es preciso señalar que los agentes cuentan con herramientas adicionales para cumplir con sus obligaciones de existencias adicionales, como adquirir el gas directamente en los almacenamientos subterráneos básicos a otros agentes que cuenten con existencias suficientes, a través de operaciones bilaterales (actualmente el llenado de los almacenamientos subterráneos es superior a las necesidades de existencias estratégicas previstas por el GTS para el año que viene).

²³ El apartado 3.6.1. de las Normas de Gestión Técnica del Sistema establece la aplicación de posibles recargos, en función del volumen de existencias de los agentes, de modo que habría que clarificar si las existencias computadas como existencias mínimas de seguridad deberían ser incluidas o no en este cálculo.

²⁴ Establecido en el artículo séptimo de la Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía. Este artículo permite también al GTS modificar los ciclos en función de las necesidades del sistema, siempre que lo comunique con 20 días de antelación.

En consecuencia, con todo lo anterior, se propone modificar la propuesta de la DGPEM, extendiendo el plazo para la inyección de las existencias adicionales, en lugar de computar como tales las existencias depositadas en los tanques de las plantas de GNL, dado que podría resultar una regla más, sencilla, predecible y sería inocua para los agentes del sistema, independientemente de sus características de suministro. Para ello, se propone la siguiente redacción:

Disposición adicional cuarta. Existencias estratégicas de gas natural.

A los efectos del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad establecida en el artículo 2 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, si los almacenamientos subterráneos no dispusieran de capacidad de inyección o extracción suficiente para cumplir esta obligación en el plazo comprendido entre el 15 de marzo al 15 de abril, ambos incluidos, ~~se computarían como existencias estratégicas aquellas depositadas en los tanques de las plantas de GNL hasta que dicha inyección sea posible~~ el Gestor Técnico del Sistema si fuese necesario determinará el plazo que permita dicho cumplimiento, 2. Cuando se produzca esta circunstancia el Gestor Técnico del Sistema informará ~~del mismo~~ del mismo a la Corporación de Reservas Estratégicas, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con carácter previo a su publicación.

Finalmente, la entrada en vigor de la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, debería contribuir a mejorar esta situación, al establecer que el GTS desarrolle anualmente el procedimiento de asignación de los derechos de inyección y extracción de existencias mínimas de carácter estratégico, previa consulta pública y comunicación a la DGPEM y a la CNMC, así como la determinación de la duración de los ciclos de inyección y extracción en función de las necesidades del sistema.

5.8. Disposición adicional quinta. Aplicación del límite previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015, de 4 diciembre, de fomento de los biocarburantes

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición adicional quinta de la propuesta de orden establece que, a efectos de lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes (en adelante, Real Decreto 1085/2015) para el cumplimiento de los objetivos de venta o consumo de biocarburantes regulados en la Disposición adicional primera del citado real decreto, para el año 2020, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros

cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos²⁵ no podrá superar, para cada uno de los sujetos obligados, el 7% por ciento.

Consideraciones de la CNMC

a) Límite previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015

Tal y como se recoge en la Memoria del análisis de impacto normativo que acompaña a la propuesta de orden, esta limitación se enmarca dentro de lo establecido por la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009²⁶ (en adelante, Directiva 2009/28/CE), que fija un objetivo obligatorio para cada Estado miembro consistente en alcanzar una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en 2020. Para el cálculo de la contribución de los biocarburantes en dicho objetivo, la propia Directiva 2009/28/CE establece que la cuota de energía procedente de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos, no podrá superar el 7% del consumo final de energía en el transporte en 2020.

Este límite máximo fue transpuesto al ordenamiento jurídico español en el apartado 3 del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015, donde se establecía que *“Para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos no podrá superar el 7 por ciento del consumo final de energía en transporte en 2020”*.

La presente propuesta de orden, en su Disposición adicional quinta, y en virtud de la habilitación conferida al Gobierno en el artículo 2.1 del Real Decreto 1085/2015, viene a regular dos aspectos relevantes sobre la forma de aplicación de dicho límite.

En primer lugar, la propuesta de orden establece que son los sujetos obligados recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 1085/2015 a los que directa e individualmente les aplica este límite del 7%

En segundo lugar, se concreta que el límite del 7% que pueden representar los biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón,

²⁵ Estos biocarburantes son los considerados como biocarburantes de primera generación.

²⁶ En la modificación dada por Directiva (UE) 2015/1513, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015, por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos será de aplicación directa sobre el objetivo de venta o consumo de biocarburantes regulado en la Disposición adicional primera del Real Decreto 1085/2015 para el año 2020. En la práctica esto supone que los sujetos obligados deberán alcanzar el citado objetivo obligatorio mínimo anual de venta o consumo de biocarburantes del 8,5%, con la restricción del 7% de biocarburantes de primera generación que establece la propuesta de orden.

En resumen, la propuesta de orden viene a ser más exigente con los biocarburantes en su contribución en el cumplimiento del límite del 7% del consumo final de energía en transporte en 2020, en tanto en cuanto se traslada el peso de la obligación de cumplir dicho límite a los sujetos obligados a la venta o consumo de carburantes con fines de transporte por carretera, con independencia del consumo final de energía en el transporte ferroviario y las renovables en electricidad, garantizando de esta forma que no se superará el mismo.

A estos efectos debería tenerse en cuenta que, en el mercado español, el porcentaje de biocarburantes de primera generación consumido en 2018 alcanzó el 99,75% (en contenido energético), lo que supuso que la obligación del 6% se alcanzara completamente con biocarburantes de primera generación. De mantenerse dicha estructura del mercado de materias primas, del 8,5% de la obligación global establecida para 2020, la participación de los biocarburantes de primera generación ascendería a 8,48%, superándose el límite establecido en la propuesta de orden.

Por tanto, dado que la participación de otras energías renovables en el transporte distintas de los biocarburantes continúa siendo a día de hoy escasa, esto implicaría que se superaría el límite del 7% establecido sobre el consumo final de energía en transporte en 2020. Por ello, para cumplir este límite y alcanzar el objetivo del 10% de la Directiva 2009/28/CE, resulta de imperiosa necesidad aumentar tanto la participación de los biocarburantes que no sean de primera generación, como la de las renovables en electricidad en el transporte por carretera y ferrocarril.

En relación a la contribución de los biocarburantes, la propuesta de orden establece que serán los sujetos obligados los que individualmente deberán tener en cuenta la restricción del 7% de biocarburantes de primera generación en el cumplimiento del objetivo obligatorio mínimo del 8,5% de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte en el año 2020. En consecuencia, el cumplimiento del citado objetivo anual necesariamente pasará por la venta o consumo de un 1,5% mínimo de biocarburantes procedentes de alguna de las materias primas recogidas en el anexo IV del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre²⁷ (en adelante, Real Decreto 1597/2011), o bien de aquellos

²⁷ Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el

biocarburantes de primera generación que, por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, se establezca que no contabilizan a efectos del límite del 7%.

La entrada en funcionamiento el 1 de enero de 2019 del sistema definitivo de verificación de la sostenibilidad, así como de los procedimientos para la acreditación de los biocarburantes susceptibles de computar doble a efectos de la obligación previstos en el Real Decreto 235/2018, de 27 de abril²⁸ (en adelante, Real decreto 235/2018), ha supuesto en la práctica un estímulo a los sujetos obligados para la incorporación de los biocarburantes que no son de primera generación, lo cual es positivo a efectos de cumplir con el límite fijado en la propuesta de orden.

Adicionalmente, en el apartado 4 del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015, se establece un objetivo indicativo del 0,1%, en contenido energético, de biocarburantes avanzados²⁹ también en el año 2020 y para los mismos sujetos obligados sobre los que se hace recaer con la propuesta de orden el cumplimiento del límite del 7%. Por tanto, este objetivo indicativo también debiera suponer un incentivo a la introducción de los mismos en el mercado español, más aun teniendo en cuenta que está establecido su cómputo doble a efectos de cumplimiento de las obligaciones de venta o consumo con fines de transporte.

No obstante lo anterior, cabe poner de manifiesto que, tal y como se recogía en el informe de la CNMC³⁰ a la propuesta del Real Decreto 235/2018 que dio lugar al establecimiento de dicho objetivo indicativo, el desarrollo de los biocarburantes avanzados, en tanto en cuanto depende principalmente de tecnologías

doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo. Concretamente, en su artículo 14.1 establece que los biocarburantes producidos a partir de las materias primas enumeradas en su anexo IV no se contabilizan a efectos del límite establecido en el apartado 3 del artículo 2 del real Decreto 1085/2015.

²⁸ Real Decreto 235/2018, de 27 de abril, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte; se modifica el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo.

²⁹ Biocarburantes avanzados son aquellos producidos a partir de materias primas y otros carburantes, enumerados en la parte A del anexo IV del Real Decreto 1597/2011. Son biocarburantes que aportan reducciones considerables de las emisiones de gases de efecto invernadero, con pocos riesgos de provocar cambios indirectos en el uso de la tierra, y que además no compiten directamente con las tierras agrícolas destinadas a los mercados de alimentos y piensos.

³⁰ Informe de la CNMC sobre el sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte, se modifica el real decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el sistema nacional de verificación de la sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo y se establece un objetivo indicativo de biocarburantes avanzados (IPN/CNMC/010/17).

innovadoras que continúan aún sin estar del todo disponibles a gran escala, puede dar lugar a que en 2020 haya dificultades de alcanzar el objetivo indicativo del 0,1% con las tecnologías y oferta disponibles, afectando en consecuencia, el cumplimiento del límite máximo del 7% establecido en la presente orden. Este aspecto es especialmente relevante para España, debido a su gran parque de vehículos diésel y al retraso en el desarrollo de biocarburantes avanzados, lo que supone a día de hoy un gran nivel de incertidumbre, además de requerir inversiones notablemente elevadas³¹.

En conclusión, como ya se ha puesto de manifiesto anteriormente, la propuesta de aplicación del límite establecido en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015 prevista en la orden resulta exigente en cuanto a la contribución que se espera de los biocarburantes al mismo, en tanto en cuanto se traslada a dicho sector todo el peso de su cumplimiento, a pesar de las dificultades prácticas que la incorporación en el mercado español de los biocarburantes que no son de primera generación plantea aun a día de hoy.

Por todo lo anterior, en aras de facilitar a los sujetos obligados el cumplimiento de las obligaciones anuales en materia de biocarburantes³², se propone elevar el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos, a un 7,2%³³, en contenido energético.

Asimismo, para dotar de certidumbre al mercado y posibilitar el cumplimiento de este límite, y en aras a dar mayor seguridad jurídica y garantizar que la

³¹ La Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, ya define una senda de objetivos de 2021 a 2030. Dentro de la cuota mínima cuota de energías renovables en el consumo final de energía en el sector del transporte (mínimo del 14% en 2030, a más tardar), la contribución de los biocarburantes avanzados y del biogás producido a partir de las materias primas enumeradas en el anexo IX, parte A, como cuota del consumo final de energía en el sector del transporte, será al menos del 0,2% en 2022, al menos del 1% en 2025 y al menos del 3,5% en 2030.

³² En la misma línea, la Directiva 2009/28/CE refiere que *“Corresponderá a los Estados miembros realizar mejoras notables en su eficacia energética en todos los sectores, con objeto de alcanzar más fácilmente sus objetivos en materia de energías procedentes de fuentes renovables, expresados como porcentaje del consumo final bruto de energía. La necesidad de la eficacia energética en el sector del transporte es imperiosa, dada la probabilidad de que el objetivo porcentual obligatorio de la energía procedente de fuentes renovables sea cada vez más difícil de alcanzar si sigue aumentando la demanda global de energía para el transporte. Por lo tanto, el objetivo obligatorio del 10% en materia de transporte que tienen que alcanzar todos los Estados miembros debe definirse como la cuota de energía final consumida en el transporte que ha de obtenerse de fuentes renovables en su conjunto, y no únicamente de biocarburantes”* (énfasis añadido).

³³ Valor propuesto sobre la base de las previsiones de consumo final bruto de energía y del consumo de gasolinas, gasóleos y biocarburantes en el transporte para 2020 recogidas en el Informe de la CNMC sobre el proyecto de Real Decreto de fomento de biocarburantes y reducción de gases de efecto invernadero en el transporte (IPN/DE/012/15).

implementación se realice haciendo uso de las mejores prácticas y empleando las medidas de control adecuadas con objeto de evitar los eventuales riesgos de fraude, resulta absolutamente imprescindible la definición, con la debida antelación, de una lista por parte de la Secretaría de Estado de Energía que identifique de manera clara e inequívoca las materias primas que contabilizarán a efectos del límite del 7% establecido, incluyendo la concreción de las excepciones que, en su caso, se establecieran, según lo previsto en el apartado 3, del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015. Igualmente, la Secretaría de Estado de Energía debería establecer el procedimiento a seguir para la identificación de dichas excepciones.

b) Efectos en el Sistema de Certificación de Biocarburantes

La aprobación del proyecto de orden obligará a modificar sustancialmente ciertos aspectos del mecanismo de certificación, tanto desde el punto de vista operativo como normativo.

Desde el punto de vista operativo, será necesario modificar el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes con fines de transporte y, en consecuencia, el sistema de información para la certificación de biocarburantes (SICBIOS)³⁴, al menos, en los aspectos que se detallan a continuación.

El funcionamiento del mecanismo de fomento deberá adaptarse para definir un nuevo procedimiento que permita la gestión y el control del límite máximo del 7% de biocarburantes de primera generación, en contenido energético. Hasta la fecha, cada tonelada equivalente de petróleo (tep) de biocarburante vendida y acreditada en el mercado español genera uno o dos Certificados de biocarburantes, siempre y cuando se haya acreditado debidamente la procedencia y origen de las materias primas o del biocarburante correspondiente, computando en cualquier caso de igual forma a efectos de cumplimiento de la obligación anual.

Sin embargo, con el establecimiento del citado límite máximo deberá implementarse una gestión adicional que permita el control de ciertos volúmenes de biocarburante que se vendan o consuman (concretamente, los que se produzcan a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos) con objeto de supervisar que los sujetos obligados no superen el límite anual del 7% en el cumplimiento de su obligación anual procedente de los mismos.

³⁴ Sistema de información que posibilita las funciones de certificación y mantenimiento del sistema de anotaciones en cuenta de Certificados expedidos, traspasados y transferidos y el de pagos compensatorios, permitiendo a los agentes la formalización de las distintas actuaciones previstas en el mecanismo de fomento (alta y baja en el sistema, apertura y cancelación de cuentas de certificación, solicitud de anotación de Certificados, remisión de información de verificación) y, a la Entidad de Certificación, la gestión interna de toda la información recibida.

Asimismo, deberán concretarse las reglas y actuaciones que el Ministerio para la Transición Ecológica y la Entidad de Certificación deberán llevar a cabo en caso de incumplimiento de dicho límite por parte de algún sujeto obligado, así como las posibles consecuencias que pudieran derivarse en tal caso.

Por su parte, si bien no es objeto de esta propuesta de orden, debe también tenerse en cuenta que, además, en paralelo, deberá definirse un nuevo procedimiento para el seguimiento del cumplimiento del objetivo indicativo del 0,1% de biocarburantes avanzados por parte de los sujetos obligados.

En cuanto al funcionamiento de la aplicación SICBIOS, los nuevos requisitos normativos previsiblemente supondrán cambios en lo que respecta a la información y documentación que deberán remitir los sujetos obligados, tanto mensualmente en relación a la certificación provisional, como anualmente en relación a la certificación definitiva, según lo previsto en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1085/2015. En concreto, el mayor impacto vendrá determinado por la necesidad de identificar de manera inequívoca la materia prima con la que se ha fabricado el biocarburante vendido puesto que la misma deberá tenerse en cuenta a efectos del cumplimiento de sus obligaciones. Del mismo modo, podrá verse modificada la información y documentación que remiten los sujetos de verificación.

No obstante, el mayor impacto de la propuesta de orden recae en la necesidad de implementar un nuevo mecanismo que permita controlar si determinados volúmenes de biocarburantes procedentes de ciertas materias primas pueden o no computar a efectos de la obligación en función del volumen acumulado anual de cada partida de biocarburante vendida o consumida declarada por cada sujeto obligado en el ejercicio 2020 procedente de las mismas.

Por otra parte, el incremento de exigencia normativa obligará a implementar nuevas validaciones para control de las existencias de los sujetos obligados y de verificación declaradas a efectos del mecanismo de fomento de los biocarburantes.

Teniendo en cuenta lo anterior, desde el punto de vista normativo esta Comisión tendrá que modificar las Circulares que regulan las normas de organización y funcionamiento del sistema de certificación de biocarburantes. En concreto, será necesaria la actualización de la Circular 1/2019, de 13 de marzo³⁵, y, previsiblemente, la Circular 2/2017, de 8 de febrero³⁶. Asimismo, habrá que actualizar el documento de Instrucciones de SICBIOS.

³⁵ Circular 1/2019, de 13 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

³⁶ Circular 2/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regulan los procedimientos de constitución, gestión y reparto del fondo de pagos compensatorios del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

La plena eficacia de la puesta en marcha del control de las nuevas obligaciones no se podrá garantizar hasta la concreción de la lista, así como del procedimiento a seguir para el reconocimiento de las materias primas que computarán a efectos de cumplimiento de dichos objetivos.

Por todo lo expuesto, se propone la siguiente redacción alternativa para el texto de la Disposición adicional quinta de la propuesta de orden, incluyéndose igualmente algunas precisiones de carácter formal:

Disposición adicional quinta. *Aplicación del límite ~~de~~ previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los ~~h~~Biocarburantes, a cada uno de los sujetos obligados*

A efectos de lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los ~~h~~Biocarburantes, para el cumplimiento ~~de los~~ objetivos del objetivo obligatorio mínimo de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte regulados en la disposición adicional primera del citado real decreto, para el año 2020, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales fundamentalmente con fines energéticos no podrá superar, para cada uno de los sujetos obligados recogidos en el artículo 3, el 7,2-7% por ciento, en contenido energético, sobre el total de gasolina y gasóleo vendidos o consumidos con fines de transporte, en contenido energético, incluyendo los biocarburantes.

Por último, se hace mención a las siguientes consideraciones formales

- En la exposición de Motivos de la propuesta de orden existe un error formal en el párrafo que hace referencia al contenido de la Disposición adicional quinta, debiendo ser su redacción la siguiente: “(...) *Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía renovable procedente de fuentes renovables, (...)*”.
- En la redacción propuesta del título de la Disposición adicional quinta existen dos erratas que debieran ser corregidas: “*Aplicación del límite ~~de~~ previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los ~~h~~Biocarburantes, a cada uno de los sujetos obligados*”.

5.9. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición transitoria primera de la propuesta de orden establece que, con carácter provisional y hasta que se publique la metodología para su cálculo, la retribución del operador del mercado organizado de gas correspondiente al año

2020 es de 3.515.507 €, cantidad superior en 178.000 € al valor provisional aprobado para el ejercicio 2019 en la Disposición transitoria primera de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre.

En la memoria que acompaña a la propuesta de orden, se aclara que esta retribución provisional para 2020 se ha fijado en base al resultado previsto al final del ejercicio 2019 remitido por MIBGAS, teniéndose en cuenta los costes de las adaptaciones relacionadas con las modificaciones regulatorias previstas para 2019, concretamente en lo que se refiere a sus funciones como gestor de garantías, modificaciones entre las que destacan los nuevos sistemas de balance y garantías por desbalance introducidos por la Circular de la CNMC.

Consideraciones de la CNMC

De acuerdo con los datos del presupuesto para 2020 de MIBGAS, que ha sido remitido por esta sociedad a la CNMC en fecha 18 de noviembre de 2019, el importe de 178.000 euros en el que se ha incrementado la retribución provisional con respecto a la establecida para 2019 en la Orden TEC/1667/2018, de 20 de diciembre, coincide en cuantía con el resultado neto negativo que MIBGAS prevé obtener a cierre del ejercicio 2019.

Dicha retribución es prácticamente idéntica a la recogida para 2020 en la “Propuesta de Orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas” (3.515.007 €) que se encuentra actualmente en trámite de audiencia. De acuerdo con esta propuesta de Orden, la retribución de MIBGAS de 2020 se obtendría a partir de la metodología propuesta por la CNMC en 2017³⁷, añadiendo el coste de las medidas de fomento de la liquidez, la adaptación del contrato de servicios con OMIE con carácter excepcional para el ejercicio 2020, el coste de las adaptaciones regulatorias consideradas a partir de la información aportada por MIBGAS, y la retribución transitoria como gestor de garantías.

En todo caso, cabe reseñar que dicha retribución tiene carácter provisional y que deberá calcularse su importe definitivo de acuerdo con lo establecido en la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas, una vez se apruebe la misma.

5.10. Disposición transitoria segunda. Peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de GNL

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición transitoria segunda establece los peajes y cánones aplicables desde el 1 de enero de 2020 hasta la entrada en vigor de los valores de los

³⁷ Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado organizado de gas (PDN/DE/004/15), CNMC, 9 de mayo de 2017.

peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural a publicar por la CNMC.

Consideraciones de la CNMC

Se advierte que no se han incluido los siguientes peajes:

- Peajes interrumpibles, regulados en el apartado octavo del anexo I de la Orden IET/2446/2013.
- Peajes aplicables a la carga en cisternas, regulados en el apartado tercero de la Orden IET/2446/2013.
- Peajes de acceso al punto virtual de Balance desde red de distribución regulados en el punto decimo de la Orden IET/2446/2013, en la redacción dada por la Disposición final segunda de la Orden TEC/1367/2018.

5.11. Anexo I. Retribuciones reguladas para el año 2020 y ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Anexo I de la propuesta de orden recoge las anualidades reconocidas para el año 2020 correspondientes a la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico, así como la revisión de las retribuciones de los años 2018 y 2019 de las actividades de almacenamiento subterráneo básico, transporte, distribución y plantas de GNL, de cada uno de los agentes titulares de las instalaciones que permiten su desarrollo.

Consideraciones de la CNMC

En base a las explicaciones y cálculos incluidos en los apartados anteriores de este informe, resulta necesario actualizar los valores incluidos en el Anexo I de la propuesta de orden.

Como ya se ha señalado en apartados anteriores es necesario explicitar que los ajustes de la retribución serán liquidados en el ejercicio 2019. Para ello, se propone que en el Cuadro del apartado 2 del Anexo I se modifique el título de la columna “Total (€)” añadiendo “a liquidar en 2019”.

5.12. Anexo II. Anualidades correspondientes al año 2020 de derechos de cobro reconocidos

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Anexo II de la propuesta de orden recoge las anualidades reconocidas para el año 2020, relativas al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y al desajuste

temporal entre ingresos y costes del año 2016, aplicando los tipos de interés definitivos correspondientes, así como la participación de cada uno de los agentes en dichas anualidades.

Asimismo, se incluyen los importes amortizados de los derechos de cobro relativos a los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017, y la participación de cada uno de los agentes en estas amortizaciones anticipadas.

Consideraciones de la CNMC

En base a las explicaciones y cálculos incluidos en los apartados anteriores de este informe, resulta necesario actualizar los valores incluidos en el Anexo II de la propuesta de orden, de forma que se proponen los siguientes cambios en la redacción del mismo:

Anexo II. Anualidades correspondientes al año 2020 de derechos de cobro reconocidos

1. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

a. Anualidad reconocida para el año 2020: 77.313.653,29 71.900.273,55 €, tipo de interés aplicado definitivo: 1,104%.

b. Participación de cada uno de los agentes en la anualidad:

Empresa	Anualidad 2020 (€)	Reparto por empresa (%)
Enagás Transporte, S.A.U.		
Enagás Transporte del Norte S.L.	670.499,10	0,93254%
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	1.003.160,82	1,39521%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.396.545,58	1,94234%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	2.798.129,81	3,89168%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.		
Gas Extremadura Transportista, S.L.	173.486,43	0,24129%
Escal UGS S.L.		
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A		
Enagás S.A.	4.940,09	0,00687%
Redexis Infraestructuras, S.L		
DC Gas Extremadura, S.A.	281.356,01	0,39131%
Tolosa Gasa S.A.	20.222,26	0,02813%
Nedgia Andalucía, S.A.		
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.		
Nedgia Castilla y León, S.A.		
Nedgia Cegas, S.A.		
Nedgia Galicia, S.A.		
Redexis Gas Murcia, S.A.		
Nedgia Navarra, S.A.		
Nedgia Rioja, S.A.		
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.		
Nedgia Catalunya, S.A.		
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	26,34	0,00004%
Gasificadora Regional Canaria S.A.	23.083,80	0,03211%
Madrileña Red de Gas, S.A.	3.573.946,58	4,97070%
Nedgia Madrid, S.A		
Redexis Gas, S.A.		
Santander S.A.	61.954.876,73	86,16779%
TOTAL	71.900.273,55	

2. Desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2015.

a. Amortización anticipada total: 10.340.651,16 10.276.070,02 €.

b. Participación de cada uno de los agentes en la amortización anticipada:

	Amortización del déficit de 2015	Reparto por empresa (%)
Enagás Transporte, S.A.U.	3.863.176,22	37,59391%
Enagás Transporte del Norte S.L.	105.464,17	1,02631%
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	199.585,91	1,94224%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	209.762,11	2,04127%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	351.371,57	3,41932%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	99.655,31	0,96978%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	26.389,38	0,25680%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A. (T)	16.217,95	0,15782%
Nedgia Andalucía, S.A. (T)	14.595,17	0,14203%
Nedgia Cegas, S.A. (T)	13.500,87	0,13138%
Naturgy Almacenes Andalucía, S.A	23.592,74	0,22959%
Redexis Gas Murcia S.A. (T)	7.193,18	0,07000%
Redexis Gas, S.A.(T)	196.762,16	1,91476%
Redexis Infraestructuras, S.L	7.388,80	0,07190%
Nedgia Catalunya, S.A. (T)	1.234,66	0,01201%
Nedgia Navarra, S.A. (T)	141,50	0,00138%
DC Gas Extremadura, S.A.	43.704,58	0,42530%
Tolosa Gasa S.A.	3.040,69	0,02959%
Nedgia Andalucía, S.A.	221.808,86	2,15850%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	154.040,60	1,49902%
Nedgia Castilla y León, S.A.	293.565,12	2,85678%
Nedgia Cegas, S.A.	449.354,57	4,37283%
Nedgia Galicia, S.A.	139.030,11	1,35295%
Redexis Gas Murcia, S.A.	54.751,18	0,53280%
Nedgia Navarra, S.A.	102.998,87	1,00232%
Nedgia Rioja, S.A.	53.869,86	0,52423%
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	659.438,89	6,41723%
Nedgia Catalunya, S.A.	2.177.516,24	21,19017%
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	10,98	0,00011%
Gasificadora Regional Canaria S.A.	-1.267,07	-0,01233%
Madrialeña Red de Gas, S.A.	503.324,44	4,89802%
Nedgia Madrid, S.A	3.826,52	0,03724%
Redexis Gas, S.A.	281.023,88	2,73474%
TOTAL	10.276.070,02	

3. Desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2016.

a. Amortización anticipada parcial: 282.553,27 1.226.467,74 €.

b. Participación de cada uno de los agentes en la amortización anticipada:

	Amortización parcial del déficit de 2016	Reparto por empresa (%)
Enagás Transporte, S.A.U.	476.005,08	38,81106%
Enagás Transporte del Norte S.L.	12.577,84	1,02553%
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	23.361,98	1,90482%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	24.677,06	2,01204%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	42.522,88	3,46710%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2.792,35	0,22767%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	3.128,15	0,25505%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A. (T)	1.923,04	0,15679%
Nedgia Andalucía, S.A. (T)	1.729,61	0,14102%
Nedgia Cegas, S.A. (T)	1.600,43	0,13049%
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	2.630,91	0,21451%
Redexis Gas Murcia S.A. (T)	972,91	0,07933%
Redexis Gas, S.A.(T)	12.024,58	0,98042%
Redexis Infraestructuras, S.L	11.886,61	0,96917%
Nedgia Catalunya, S.A. (T)	8.429,16	0,68727%
Nedgia Navarra, S.A. (T)	605,24	0,04935%
DC Gas Extremadura, S.A.	5.715,52	0,46601%
Tolosa Gasa S.A.	305,70	0,02493%
Nedgia Andalucía, S.A.	29.113,77	2,37379%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	17.548,97	1,43085%
Nedgia Castilla y León, S.A.	31.850,88	2,59696%
Nedgia Cegas, S.A.	54.075,75	4,40906%
Nedgia Galicia, S.A.	17.136,76	1,39725%
Redexis Gas Murcia, S.A.	6.901,41	0,56271%
Nedgia Navarra, S.A.	11.131,18	0,90758%
Nedgia Rioja, S.A.	5.918,72	0,48258%
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	72.893,62	5,94338%
Nedgia Catalunya, S.A.	188.285,22	15,35183%
Gasificadora Regional Canaria S.A.	72,29	0,00589%
MadriLeña Red de Gas, S.A.	62.514,73	5,09714%
Nedgia Madrid, S.A	61.211,01	4,99084%
Redexis Gas, S.A.	33.588,60	2,73865%
MIBGAS S.A.	1.335,78	0,10891%
TOTAL	1.226.467,74	

c. Anualidad reconocida para el año 2020: 18.376.554,02 17.844.753,06 €, tipo de interés definitivo: 0,716%.

d. Participación de cada uno de los agentes en la anualidad:

Empresa	Anualidad 2020 (€)	Reparto por empresa (%)
Enagás Transporte, S.A.U.	6.925.737,06	38,81106%
Enagás Transporte del Norte S.L.	183.003,95	1,02553%
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	339.910,09	1,90482%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	359.044,06	2,01204%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	618.695,70	3,46710%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	40.627,89	0,22767%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	45.513,70	0,25505%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A. (T)	27.979,64	0,15679%
REDEXIS Gas Aragón, S.A (T)	25.165,32	0,14102%
Nedgia Andalucía, S.A. (T)	23.285,78	0,13049%
Nedgia Cegas, S.A. (T)	38.278,98	0,21451%
Redexis Gas Murcia S.A. (T)	14.155,49	0,07933%
Redexis Gas, S.A.(T)	174.954,26	0,98042%
Redexis Infraestructuras, S.L	172.946,78	0,96917%
Nedgia Catalunya, S.A. (T)	122.641,87	0,68727%
Nedgia Navarra, S.A. (T)	8.806,12	0,04935%
DC Gas Extremadura, S.A.	83.159,17	0,46601%
Tolosa Gasa S.A.	4.447,80	0,02492%
Nedgia Andalucía, S.A.	423.596,99	2,37379%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	255.332,45	1,43085%
Nedgia Castilla y León, S.A.	463.421,15	2,59696%
Nedgia Cegas, S.A.	786.786,60	4,40906%
Nedgia Galicia, S.A.	249.334,91	1,39724%
Redexis Gas Murcia, S.A.	100.413,55	0,56271%
Nedgia Navarra, S.A.	161.955,40	0,90758%
Nedgia Rioja, S.A.	86.115,66	0,48258%
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	1.060.581,27	5,94338%
Nedgia Catalunya, S.A.	2.739.495,84	15,35183%
Gasificadora Regional Canaria S.A.	1.051,85	0,00589%
MadriLeña Red de Gas, S.A.	909.571,41	5,09714%
Nedgia Madrid, S.A.	890.602,56	4,99084%
Redexis Gas, S.A.	488.704,51	2,73865%
MIBGAS S.A.	19.435,25	0,10891%
TOTAL	17.844.753,06	

4. Desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2017.

a. Amortización anticipada total: 10.340.651,16 19.376.795,57 €.

b. Participación de cada uno de los agentes en la amortización anticipada:

	Amortización del déficit de 2017	Reparto por empresa (%)
Enagás Transporte, S.A.U.	7.521.988,04	38,81957%
Enagás Transporte del Norte S.L.	197.932,96	1,02149%
Bahia Bizkaia Gas, S.L.	396.454,89	2,04603%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	394.298,33	2,03490%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	540.010,57	2,78689%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	48.413,84	0,24985%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	49.630,92	0,25614%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A. (T)	30.335,29	0,15655%
Nedgia Andalucía, S.A. (T)	27.418,34	0,14150%
Nedgia Cegas, S.A. (T)	25.460,67	0,13140%
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A	56.387,07	0,29100%
Redexis Gas Murcia S.A. (T)	14.127,54	0,07291%
Redexis Gas, S.A.(T)	201.511,25	1,03996%
Redexis Infraestructuras, S.L	217.972,12	1,12491%
Nedgia Catalunya, S.A. (T)	133.583,03	0,68940%
Nedgia Navarra, S.A. (T)	9.622,29	0,04966%
DC Gas Extremadura, S.A.	84.481,72	0,43599%
Tolosa Gasa S.A.	5.627,27	0,02904%
Nedgia Andalucía, S.A.	431.397,76	2,22636%
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	300.155,40	1,54905%
Nedgia Castilla y León, S.A.	521.516,53	2,69145%
Nedgia Cegas, S.A.	857.020,37	4,42292%
Nedgia Galicia, S.A.	251.705,35	1,29900%
Redexis Gas Murcia, S.A.	107.435,26	0,55445%
Nedgia Navarra, S.A.	234.723,59	1,21136%
Nedgia Rioja, S.A.	100.288,17	0,51757%
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	1.237.467,82	6,38634%
Nedgia Catalunya, S.A.	2.745.356,41	14,16827%
Gasificadora Regional Canaria S.A.	412,92	0,00213%
Madrileña Red de Gas, S.A.	937.234,80	4,83689%
Nedgia Madrid,S.A	978.062,23	5,04760%
Redexis Gas, S.A.	563.573,16	2,90850%
Nedgia Aragón, S.A	43.703,51	0,22555%
Nedgia, S.A	111.486,15	0,57536%
TOTAL	19.376.795,57	

ANEXO I - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

(CONFIDENCIAL)