CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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 2018

IPN/CNMC/046/17

19 de diciembre de 2017

Índice

Resumen ejecutivo 3

1 Antecedentes 4
2 Fundamentos Jurídicos 6
3 Contenido de la propuesta de Orden 9
4 Consideraciones previas 10
4.1 Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones 10
4.2 Sobre las obligaciones de transparencia establecidas en el Reglamento 460/2017 11
4.3 Sobre el contenido de la propuesta de Orden 14
4.3.1 Sobre la necesidad de establecer la totalidad de las disposiciones aplicables en la propuesta de Orden 14
4.3.2 Ausencia de tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2018 14
4.3.3 Ausencia de los derechos de acometida para los suministros con presión ≤ 4 bar 15
4.3.4 Ausencia de un Artículo sobre el desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2016 16
5 Consideraciones generales 17
5.1 Sobre el escenario de facturación previsto para el cierre de 2017 y 2018 17
5.2 Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2017 y 2018 26
5.3 Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2017 31
5.3.1 Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2017 31
5.3.2 Cálculo del tipo de interés aplicable 32
5.3.3 Cálculo de la anualidad 33
5.4 Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2018 contenidos en la Propuesta de Orden 34
5.5 Sobre la retribución de la Actividad de Transporte 36
5.6 Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo 39
5.7 Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación 45
5.8 Sobre la retribución de la Actividad de Distribución 47
5.9 Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2018 53
6 Consideraciones particulares 54
6.1 Artículo 1. Objeto 54
6.1.1 Sobre los peajes del Grupo 3 54
6.1.2 Sobre la revisión de la retribución de las actividades de transporte y regasificación en el semiperiodo 2018-2020 59
6.2 Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos 62

6.3 Artículo 3. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares 63
6.4 Artículo 4. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel 66
6.5 Artículo 5. Reconocimiento de retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre 67
6.6 Artículo 6. Habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS, S.A 70
6.7 Nuevo Artículo 7. Desajuste temporal de ingresos y gastos del año 2016 72
6.8 Disposición adicional primera. Cumplimiento de la sentencia firme 2278/2016 del Tribunal Supremo, de 24 de octubre de 2016. 77
6.9 Disposición adicional segunda. Desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia. 79
6.10 Disposición adicional tercera. Anualidades del déficit de 2014 y desajuste temporal de 2015. 79
6.11 Disposición adicional cuarta. Contadores inteligentes 83
6.12 Disposición transitoria primera. Retribución a la actividad la distribución 85
6.13 Disposición transitoria segunda. Retribución a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo 86
6.14 Disposición transitoria tercera. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA). 86
6.15 Disposición transitoria cuarta. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas. 87
6.16 Nuevo Anexo III Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 89
7 Otras consideraciones 90
7.1 Sobre la armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución 90
ANEXO I. INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018 92
ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DEL ESCENARIO DE DEMANDA PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018 93
ANEXO III - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS 105

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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 2018

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Expediente nº: IPN/CNMC/046/17

Presidenta
Dª 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. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 19 de diciembre de 2017

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 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 establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2018*":

1 Antecedentes

En cumplimiento de lo establecido en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y de los mandatos establecidos en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, y en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, relativos a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la propuesta de retribución para 2018 de las actividades reguladas del sector de gas natural, la previsión del desvío del ejercicio 2017 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración para establecer para 2018 la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de último recurso y los peajes de acceso del gas natural, esta Sala remitió, el pasado 17 de noviembre de 2017, *Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2017 y*

2018 (en adelante, Informe de previsión CNMC, incluido en el Anexo I del presente informe).

El pasado 28 de noviembre de 2017 el Gestor Técnico del Sistema (GTS) presentó en el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) un nuevo escenario de demanda para el cierre de 2017, así como una actualización de las hipótesis consideradas en la previsión para el ejercicio 2018, sin aportar información sobre la demanda prevista para dicho ejercicio. Se indica que la demanda prevista para el cierre de 2017 resulta 14,1 TWh superior a la remitida a la CNMC en septiembre en respuesta a la solicitud de información para la elaboración del correspondiente informe de previsiones (véase Anexo I).

Teniendo en cuenta lo anterior, la evolución de la demanda de gas destinada a generación eléctrica y dado que en la solicitud de información remitida por la CNMC al GTS se contempla la actualización de la demanda, esta Comisión solicitó al GTS una actualización de sus previsiones para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.

En respuesta a dicha solicitud, el GTS ha remitido un nuevo escenario de previsión de la demanda para el cierre de 2017 y 2018 (en adelante, Previsión GTS actualizada). Se indica que la demanda prevista para el cierre de 2017 y 2018 del nuevo escenario supera en 7,6 TWh y 7,9 TWh, respectivamente, a la previsión remitida a la CNMC en septiembre. Cabe señalar que la demanda prevista para el cierre de 2017 en el escenario de previsión actualizado aportado a la CNMC es 6,5 TWh inferior al presentado en el CSSG.

En consecuencia, la CNMC ha procedido a revisar el escenario de demanda correspondiente a 2017 y 2018. Se indica que como resultado de la actualización de las hipótesis la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 asciende a 350,3 TWh y 345,7 TWh, respectivamente, superiores en 10,6 TWh y 7,2 TWh a las contenidas en el Informe de previsiones. En el Anexo II se describen las hipótesis que han sufrido modificación y se aporta el nuevo escenario considerado para dichos ejercicios (en adelante, Previsión CNMC actualizada).

El 4 de diciembre de 2017 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Propuesta de Orden 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 del sector gasista para el año 2018, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a), en relación con el artículo 7 y en 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 4 de diciembre del 2017 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

Esta Sala considera que se debería disponer de mayor tiempo para analizar la propuesta de Orden ministerial, tanto por parte de los miembros del Consejo Consultivo como por parte de esta Sala, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

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

2 Fundamentos Jurídicos

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su artículo 7, que entre las funciones de la CNMC se encuentra la de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo.

Adicionalmente, el artículo 92.4 de la Ley 34/1998, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. No obstante lo anterior, se ha de indicar que mediante el artículo 3.13, de la Ley 8/2015, de 1 de mayo, se amplía el citado artículo 92, disponiendo que el Gobierno establecerá la estructura y condiciones de aplicación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas

Teniendo en cuenta que en el momento de emisión del presente informe no se ha aprobado la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas, resulta de aplicación la Disposición Transitoria Primera.2 del Real Decreto-ley 13/2012, la cual establece:

> *"2. Hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada Ley así como los dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las ordenes de desarrollo."*

El Real Decreto 949/2001, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, fue convalidado por el Congreso de los Diputados mediante la resolución de la Presidencia del Congreso de los Diputados de 10 de julio de 2014. Dicho Real Decreto-Ley fue tramitado posteriormente en forma de ley mediante trámite de urgencia, resultando aprobada finalmente la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Ambas, normas introducen diversas medidas en relación con la sostenibilidad económica del sector de gas natural.

En primer lugar, dicha Ley, al igual que el Real Decreto-ley 8/2014, adoptan una serie de medidas dirigidas a garantizar la sostenibilidad y accesibilidad en los mercados de hidrocarburos, estableciendo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, como un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos del sistema gasista y enumerando los costes del sistema que serán financiados mediante los ingresos del sistema gasista.

En segundo lugar, se establece una metodología de cálculo común para todas las instalaciones de la red básica, que toma como base el valor neto anual de los activos eliminando cualquier actualización del mismo durante el periodo regulatorio. Esta retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro.

En tercer lugar, se establecen límites a los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, así como la imposibilidad de revisar a la baja los peajes y cánones, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores.

En cuarto lugar, se incorporan dos nuevos conceptos de costes al sistema: el coste de la anualidad correspondiente a la recuperación del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, que se determinará en la liquidación definitiva de 2014 y el coste asociado a la recuperación del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

En quinto lugar, se determina que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución de cada una de las empresas que realizan actividades reguladas.

El Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares, establece la hibernación de las instalaciones del almacenamiento subterráneo "Castor", la extinción de la concesión de explotación de almacenamiento subterráneo y la asignación de la administración de las instalaciones asociadas a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. Asimismo, dicho Real Decreto-Ley reconoce el derecho de cobro, con cargo a la facturación por peajes de acceso y cánones del sistema gasista durante 30 años y que comenzará abonarse a partir de la primera liquidación del sistema gasista correspondiente a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones devengados desde el 1 de enero de 2016.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introduce dos nuevos artículos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que establecen las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural.

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural, regula en su Título II el funcionamiento de este mercado, y en particular, establece en su artículo 14 los productos que se podrán negociar. El apartado 2 de dicho artículo indica que previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar diferentes productos, en concreto, en el apartado a) se incluyen productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

El anexo del Real Decreto 984/2015, establece la lista de servicios estándar de contratación de capacidad.

Finalmente, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos dispone en su artículo 3.1.c) la competencia del Gobierno para determinar las tarifas de último recurso. Asimismo en su artículo 93.3 establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

3 Contenido de la propuesta de Orden

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, seis artículos, cuatro disposiciones adicionales, cuatro 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 determinación de la retribución de las actividades reguladas y de los peajes y cánones aplicables, mientras que en el resto de artículos establecen:

- **Artículo 2,** las cuotas destinadas a fines específicos
- **Artículo 3,** el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares
- **Artículo 4,** la retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel.
- **Artículo 5,** el reconocimiento de retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.
- **Artículo 6,** habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS, S.A.

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

- Cumplimiento de la sentencia firme 2278/2016 del Tribunal Supremo, de 24 de octubre de 2016.
- Las cantidades a reconocer en concepto de desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.
- Las anualidades del déficit de 2014 y desajuste temporal de 2015.
- Un mandato para que la CNMC, antes del 1 de enero de 2019, elabore un estudio sobre la utilización de contadores inteligentes en el ámbito del suministro de gas natural a consumidores suministrados a presión igual

o inferior a 4 bar, así como la ampliación de la obligación de empleo de telemedida en la lectura del consumo de clientes industriales.

En las **cuatro disposiciones transitorias** se establece:

- La Retribución a la actividad la distribución.
- La Retribución a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo.
- El Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA).
- La Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

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.

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

- Que la Secretaría de Estado de Energía dictará las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.
- La entrada en vigor de la orden el 1 de enero de 2018.

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

- En el Anexo I la retribuciones para el año 2018 y los ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores
- En el Anexo II las anualidades de derechos de cobro reconocidos

4 Consideraciones previas

4.1 Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones

Esta Comisión insiste en la urgente necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes[1], de proceder a aprobar las modificaciones legislativas

[1] Entre los más recientes cabe señalar el *Acuerdo por el que se emite informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan diversos aspectos del Sistema de Gas Natural*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 13 de junio de 2017 (disponible en https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00617), el *Informe sobre la Propuesta de Orden 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 2017*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 21 de diciembre de 2016 (disponible en https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02816) y el *Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 21 de diciembre de 2016 (disponible en https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc02916)

necesarias para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en la Directiva y los Reglamentos de desarrollo y a las que tienen el resto de reguladores europeos, poniendo fin de esta manera al procedimiento abierto contra el Reino de España por la incorrecta transposición al ordenamiento español de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC.

En este ámbito se debe entender que la Autoridad Regulatoria Nacional[2] debe determinar tanto la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, como la estructura, las condiciones de aplicación de los mismos y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

4.2 Sobre las obligaciones de transparencia establecidas en el Reglamento 460/2017

El pasado 17 de marzo de 2017 se publicó el Reglamento[3] (UE) 2017/460 de la Comisión por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas (en adelante, Reglamento de tarifas), cuya entrada en vigor se produjo el 6 de abril de 2017 (a los veinte días de su publicación), si bien determinadas disposiciones aplican desde el 1 de octubre de 2017 (capítulos VI y VIII) y otras a partir el 31 de mayo de 2019 (capítulos II,III, IV).

El capítulo VIII del citado Reglamento impone a la Autoridad Reguladora Nacional una serie de obligaciones relativas a la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas de transporte, así como la forma y la antelación con que deben de ser publicadas las mismas.

En particular, en el artículo 30 del Reglamento se estable que la Autoridad Reguladora Nacional[4] deberá publicar conjuntamente con las tarifas de transporte la siguiente información:

1º Información sobre los parámetros y variables empleados en la metodología de cálculo para la determinación de los correspondientes peajes de transporte

[2] O el gestor de la red de transporte, según decida la Autoridad Regulatoria Nacional.
[3] Disponible en http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&qid=1491465680153&from=ES
[4] De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Estatuto orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por el Real Decreto 657/2013, la CNMC tiene la consideración de Autoridad Reguladora Nacional de los sectores de electricidad y gas natural

2º Retribución reconocida a cada uno de los transportistas, así como justificación de su variación respecto del año anterior y la siguiente información relativa a su determinación:
   a. Tipos de activos incluidos en la base regulatoria de activos
   b. Coste del capital y metodología de cálculo
   c. Inversiones en activos fijos, incluyendo los métodos utilizados para determinar el valor inicial de los mismos, los métodos para revaluar los activos, la justificación sobre la evolución de los activos y periodos de amortización y las cantidades para cada tipo de activo
   d. Gastos de Operación
   e. Mecanismos de incentivos y los objetivos de eficiencia

3º Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de transporte, incluyendo la descomposición de los mismos entre los asociados a:

   a. Término capacidad y término de volumen
   b. Entradas y Salidas
   c. Consumidores nacionales y no nacionales

4º Explicación de:

   a. Las diferencias en el nivel de las tarifas de transporte aplicables en el año 2017 y en 2018
   b. La diferencia estimada en el nivel de tarifas de transporte aplicables en 2018 y en cada uno de los ejercicios restantes del periodo regulatorio

5º Un modelo tarifario simplificado, que se actualizará regularmente, acompañado de las correspondientes instrucciones de uso, que permita calcular los peajes de transporte aplicables en 2018 y estimar su posible evolución más allá de ejercicio.

Adicionalmente, en el caso de las aplicables en las interconexiones con otros países de la UE se deberá acompañar la publicación de los correspondientes peajes de información relativa a los multiplicadores, factores estacionales e interrumpibilidad.

Conforme al artículo 31 del Reglamento de tarifas, los peajes de transporte deberán ser publicados en la plataforma de transparencia de ENTSOG a través de un enlace a la página web de la CNMC. Adicionalmente, para los peajes de transporte en las interconexiones habrá de publicarse en el portal de transparencia los precios aplicables para el periodo de entrega del gas.

Finalmente, según se establece en el artículo 32 de dicho Reglamento la publicación de los peajes de transporte junto con la información correspondiente se deberá publicar, a más tardar treinta días antes del inicio del respectivo periodo tarifario, lo que en el caso español sería antes del el 1 de diciembre de 2017.

Adicionalmente, se indica que en las interconexiones con otros países de la UE las obligaciones de información deben realizarse asimismo 30 días antes de la subasta anual de capacidad, que de acuerdo con lo establecido en el artículo 11.4 del Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 984/2013, se producirá el primer lunes de julio de cada año.

Teniendo en cuenta, por una parte, que la CNMC no tiene atribuidas las competencias para determinar ni la retribución ni los peajes de transporte y, por otra parte, que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital no ha aprobado los peajes de transporte, no ha sido posible cumplir con las obligaciones de transparencia impuestas en el Reglamento[5] (UE) 2017/460.

Adicionalmente, cabe señalar que conforme al artículo 92.5 de la Ley 34/1998 el Gobierno es el responsable de establecer la estructura y condiciones de aplicación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas. La estructura de peajes y cánones y condiciones de aplicación de los mismos está establecida en el Real Decreto 949/2001. En el citado Real Decreto no se establece un peaje específico para la actividad de transporte, sino que éste forma parte del peaje de transporte y distribución, que consta de un término de reserva de capacidad y un término de conducción. Asumiendo que el término de reserva de capacidad pudiera corresponderse con el peaje de entrada a la red de transporte, aspecto no recogido en el citado Real Decreto, el término de salida del peaje de transporte estaría integrado en el término de conducción del peaje de transporte y distribución. Por tanto, para aquellos consumidores conectados a niveles de presión inferior a 60 bar se desconoce qué parte del término de conducción se corresponde con el peaje de transporte y qué parte con el peaje de distribución, lo que imposibilita el cumplimiento del citado Reglamento (UE) 2017/459.

Por tanto, se reitera la necesidad de aprobar las modificaciones legislativas necesarias, con carácter urgente, para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en la Directiva y los Reglamentos de desarrollo.

En caso de no atribuirse dicha competencias a la CNMC, se advierte de los posibles efectos negativos que se pueden producir sobre las subastas de capacidad en las interconexiones a celebrar en 2018, dado que los agentes que deseen participar en las mismas podrían plantearse dudas acerca la legalidad de las tarifas aplicables en los puntos de interconexión.

[5] Disponible en http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460&qid=1491465680153&from=ES

4.3 Sobre el contenido de la propuesta de Orden

4.3.1 Sobre la necesidad de establecer la totalidad de las disposiciones aplicables en la propuesta de Orden

La propuesta de Orden no establece la totalidad de las disposiciones aplicables que regulan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, sino que establece, únicamente, modificaciones sobre la normativa vigente.

Por tanto, la regulación de los anteriores aspectos se distribuirá entre la orden IET/2446/2013, la orden IET/2445/2014, la orden IET/2736/2015, la orden ETU/1977/2016 y la propuesta de Orden.

A pesar de que dicha técnica legislativa es correcta, se consideraría más adecuado que la propuesta de Orden refundiera toda la regulación contenida en dichas órdenes, facilitando, con ello, la consulta de la regulación vigente a todos los agentes del sector.

4.3.2 Ausencia de tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2018

La Orden de Ministerial tiene por objeto, en el plano retributivo determinar para el año siguiente (i) la retribución de las empresas por el desarrollo de las actividades reguladas, (ii) los peajes y cánones asociados al ATR, (iii) las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida, y (iv) los derechos por acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar.

Se ha de poner de manifiesto que la actual Propuesta de Orden no incluye referencia alguna a la Tarifa de alquiler de contadores, a diferencia de las referencias incluidas en las pasadas Órdenes anuales de retribución y peajes, Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

En relación con dichas tarifas, señalar que en el ámbito de lo previsto en la Disposición Adicional Séptima del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, sobre el precio del alquiler aplicable a los contadores de alquiler de los grupos tarifarios 3.1 y 3.2 y el análisis de su edad media, esta Comisión aprobó Informe, con fecha 16 de marzo de 2017, en el que se analizó globalmente la actividad de alquiler de contadores desde el punto de vista cualitativo y cuantitativo, proponiéndose unos valores concretos de alquiler de contador, aplicables hasta el 31 de diciembre de 2020.

El dicho Informe, esta Comisión proponía reducciones significativas, entre el 16,3% y el 76,7%, al precio actual del alquiler de contadores que se recogen en el cuadro adjunto:

En €/mes (impuestos NO incluidos)		PROPUESTA PRECIO CNMC hasta 31/12/2020		
Contador (Tipo G)	**Caudal máx. contador (m^3/h)**	**Precio BOE actual**	**Precio propuesta CNMC**	**Descuento sobre precio actual (%)**
G-1,6	**Hasta 3**	0,69		16,3%
G-2,5	**Hasta 4**	1,25	**0,58**	53,8%
G-4	**Hasta 6**	1,25		53,8%
G-6	**Hasta 10**	2,64	**0,61**	76,7%

Propuesta CNMC precio alquiler de contadores para grupos 3.1-3.2

En consecuencia, se propone que la Propuesta de Orden incluya la correspondiente referencia a la Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2018, de acuerdo con los valores calculados por esta Comisión en su informe de 16 de marzo de 2017, para los contadores de los consumidores domésticos.

El ajuste propuesto es muy relevante, tanto por su cuantía, como por el elevado número de consumidores beneficiados: unos 7,8 millones de consumidores, con un ahorro anual medio de unos 8 euros/cliente.

Para ello se propone incluir en la Propuesta de Orden, en concreto en su Artículo 1, que la Orden determina las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida en vigor a partir del 1 de enero de 2018 e introducir un nuevo Anexo III con las nuevas tarifas a aplicar tal y como se desarrolla en el epígrafe 6.16.

4.3.3 Ausencia de los derechos de acometida para los suministros con presión ≤ 4 bar

Como se ha comentado en el epígrafe anterior un contenido recurrente de la Orden de Ministerial de final de año es la determinación de los derechos por acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar aplicables al año siguiente.

La actual Propuesta de Orden no incluye referencia alguna a dichos derechos de acometida.

En relación con ellos, señalar que la última vez que se determinaron fue por medio de la Orden IET/2445/2014[6] que en su Anexo IV estableció los valores en vigor a partir del 1 de enero de 2015.

Posteriormente, la Disposición Adicional Cuarta de la Orden IET/2736/2015[7] y el Articulo 1 de la Orden ETU/1977/2016[8] prorrogaron los valores al establecer respectivamente que los derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de, según el caso, 2016 o 2017 estaban fijados en el anexo IV de la Orden IET/2445/2014.

En consecuencia, se propone que la Propuesta de Orden incluya en su Artículo 1 la correspondiente referencia a que los derechos de acometida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los publicados en la Orden IET/2445/2014, de 19 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.

4.3.4 Ausencia de un Artículo sobre el desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2016

A este respecto, señalar que con fecha 30 de noviembre de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos de dicho ejercicio asciende a 90.014.120,64 €.

En consecuencia, resulta conveniente que la Propuesta de Orden contenga un nuevo Artículo sobre el desajuste temporal de 2016.

En el epígrafe 6 de este informe sobre consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden, y en particular en el punto 6.7, se amplían las consideraciones sobre el desajuste temporal en 2016 y se propone tanto un

[6] Orden de 19 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 2015

[7] Orden de 17 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 2016.

[8] Orden de 23 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 2017.

redactado de nuevo Artículo como nuevas tablas a incluir en el Anexo II relativo a anualidades de derechos de cobro reconocidos.

5 Consideraciones generales

5.1 Sobre el escenario de facturación previsto para el cierre de 2017 y 2018

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se comparan las demandas previstas para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 por el Ministerio (según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden), por las empresas, por el GTS en CSSG (en adelante Previsión GTS del CSSG), la aportada por el GTS en respuesta a la solicitud de actualización de la CNMC (Previsión GTS actualizada) y la Previsión de la CNMC actualizada con la última información disponible. Cabe señalar que los momentos de elaboración de los escenarios anteriores no son coincidentes en el tiempo. Así, el escenario previsto por las empresas fue remitida a la CNMC a principios del mes de septiembre, mientras que los previstos por el GTS fueron remitidos a finales del mes de noviembre y principios de diciembre y la actualización del escenario de la CNMC es de diciembre.

Cuadro 1. Demanda de gas natural prevista el cierre de 2017 y 2018 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Comparación con el escenario de demanda de las empresas, el GTS y la CNMC

	TWh			Tasa de variación s/ año anterior		Tasa de variación respecto de la previsión de la propuesta OM	
	2016 Real	Previsión de cierre 2017	Previsión 2018	2017 vs 2016	2018 vs 2017	Previsión cierre 2017	Previsión 2018
A. Demanda generación eléctrica							
Previsión OM	59,7	**74,2**	**70,5**	**24,2%**	**-5,0%**		
Previsión OS - GTS		n.d	45,9	n.d	n.d	n.d	-34,9%
Previsión empresas		56,9	59,4	-4,8%	4,5%	-23,3%	-15,7%
Previsión GTS actualizada		71,4	70,7	19,5%	-1,0%	-3,8%	0,3%
Previsión GTS del CSSG		77,3	n.d.	29,4%	n.d	4,2%	n.a.
Previsión CNMC actualizada		76,7	68,1	28,3%	-11,2%	3,3%	-3,4%
B. Demanda Industrial							
Previsión OM	194,1	**208,6**	**211,7**	**7,4%**	**1,5%**		
Previsión empresas		201,9	203,6	4,0%	0,8%	-3,2%	-3,8%
Previsión GTS actualizada		210,4	214,2	8,4%	1,8%	0,9%	1,2%
Previsión GTS del CSSG		209,9	n.d.	8,1%	n.d	0,6%	n.a.
Previsión CNMC actualizada		207,8	210,1	7,0%	1,1%	-0,4%	-0,7%
C. Demanda generación eléctrica e industrial (A) + (B)							
Previsión OM	253,9	**282,8**	**282,2**	**11,4%**	**-0,2%**		
Previsión empresas		258,7	263,0	1,9%	1,6%	-8,5%	-6,8%
Previsión GTS actualizada		281,8	284,9	11,0%	1,1%	-0,3%	1,0%
Previsión GTS del CSSG		287,2	n.d.	13,1%	n.d	1,6%	n.a.
Previsión CNMC actualizada		284,4	278,2	12,0%	-2,2%	0,6%	-1,4%
D. Doméstico							
Previsión OM	66,8	**61,9**	**67,0**	**-7,3%**	**8,2%**		
Previsión empresas		68,4	71,9	2,5%	5,0%	10,5%	7,3%
Previsión GTS actualizada		62,1	64,6	-6,9%	3,9%	0,4%	-3,7%
Previsión GTS del CSSG		63,3	n.d.	-5,1%	n.d	2,3%	n.a.
Previsión CNMC actualizada		65,9	67,5	-1,3%	2,4%	6,4%	0,7%
E. TOTAL (C) + (D)							
Previsión OM	320,6	**344,7**	**349,2**	**7,5%**	**1,3%**		
Previsión empresas		327,2	334,9	2,0%	2,3%	-5,1%	-4,1%
Previsión GTS actualizada		344,0	349,5	7,3%	1,6%	-0,2%	0,1%
Previsión GTS del CSSG		350,5	n.d.	9,3%	n.d	1,7%	n.a.
Previsión CNMC actualizada		350,3	345,7	9,3%	-1,3%	1,6%	-1,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, GTS, Empresas y CNMC
(1) Incluye el GNL a cliente final, Materia prima e Interrumpibles

En relación con la **demanda prevista para el cierre de 2017**, la propuesta de Orden estima que aumentará un 7,5% respecto de la registrada en 2016, motivado por el incremento de la demanda destinada a generación eléctrica (24,2%) y de la demanda industrial (7,4%), compensado parcialmente por una reducción del 7,3% de la demanda doméstica (grupo 3).

Cabe señalar que, la demanda prevista para el cierre de 2017 en la propuesta de Orden es un 1,6% (5,6 TWh) inferior a la prevista por la CNMC, un 1,7% (5,8 TWh) inferior a la prevista por el GTS en el CSSG y un 0,2% (0,7 TWh) superior a la actualización proporcionada por el GTS a la CNMC, centrándose

las principales diferencias en la demanda destinada a generación eléctrica y en la demanda de los consumidores domésticos.

En particular, en la propuesta de Orden se estima que la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 24,2% hasta alcanzar en 2017 los 74,2 TWh, superior en un 3,9% (2,9 TWh) a la considerada en la Previsión GTS actualizada, aunque inferior en un 4% (3,1 TWh) al escenario de demanda presentado por el GTS en el CSSG e inferior en un 3,2% (2,4 TWh) a la considerada por la CNMC en su escenario actualizado.

Por otra parte, la propuesta de Orden estima que la demanda de los consumidores domésticos se reducirá un 7,3%, hasta alcanzar los 61,9 GWh, demanda un 2,2% (1,4 TWh) inferior a la presentada por el GTS en el CSSG, un 0,4% (0,2 TWh) inferior a la demanda actualizada del GTS y un 6% (4 TWh) inferior a la demanda prevista por la CNMC para dicho ejercicio.

Por último, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la demanda de los consumidores industriales alcanzará los 208,6 TWh, lo que supone un crecimiento del 7,4% sobre la demanda de 2016, un 0,6% inferior (1,3 TWh) a la presentada por el GTS en el CSSG y un 0,9% (1,9 TWh) inferior a la demanda actualizada del GTS, pero un 0,4% superior (0,8 TWh) a la prevista por la CNMC para dicho ejercicio.

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden **la demanda prevista para 2018** alcanzará 349,2 TWh, superior en un 1,3% respecto de la prevista para el cierre de 2017. Este incremento de demanda se explica por el aumento de la demanda industrial (+1,5%) y de la demanda doméstica (+8,2%), compensado por la contracción de la demanda destinada a generación eléctrica (5%).

La demanda prevista en la propuesta de Orden para 2018 es muy similar a la previsión del GTS actualizada, pero superior en un 1% (3,5 TWh) a la prevista por la CNMC.

Por colectivos, se observa que la propuesta de Orden estima que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá en 2018 un 5% hasta alcanzar los 70,5 TWh, cifra muy similar a la prevista por el GTS (70,7 TWh), pero un 3,5% (2,4TWh) superior al considerado por la CNMC (68,1 TWh).

Por el contrario, según la previsión de la propuesta de Orden la demanda industrial aumentará un 1,5% hasta alcanzar los 211,7 TWh, inferior a la prevista por el GTS (214,2 TWh) y superior a la prevista por la CNMC (210,1 TWh).

Asimismo, la demanda de los consumidores domésticos implícita en la propuesta de Orden aumentará un 8,2% respecto de la prevista para el cierre de 2017, mientras que tanto el GTS como la CNMC estiman incrementos inferiores (3,9% y 2,4%, respectivamente). No obstante lo anterior, como consecuencia de las diferentes previsiones para el cierre de 2017, la demanda de los consumidores domésticos de la propuesta de Orden (67,0 TWh) supera en 2,4 TWh a la prevista por el GTS (64,6 TWh) y es 0,4 TWh inferior a la prevista por la CNMC (67,5 TWh).

Cabe señalar, que ni en la propuesta de Orden ni en la memoria que acompaña a la misma se detallan las hipótesis subyacentes consideradas para confeccionar dichos escenarios de demanda.

En el Cuadro 2 y Cuadro 3 se comparan las variables de facturación por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 coherentes con el escenario actualizado a diciembre.

Cuadro 2. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para el cierre de 2017 por el MINETAD y la CNMC (1)

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC					% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Capacidad facturada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada	Volumen
Grupo 1 Firme	***120***	***712.274.084***	***141.902.383***	***54,6%***	***122***	***606.010.585***	***527.004.100***	***139.955.024***	***63,3%***	***-1,3%***	***17,5%***	***1,4%***
1.1	60	16.502.329	3.165.360	52,6%	60	14.423.090	12.047.743	2.021.189	38,4%	-0,4%	14,4%	56,6%
1.2	32	150.450.701	22.353.931	40,7%	32	125.204.636	113.524.091	22.033.666	48,2%	-0,4%	20,2%	1,5%
1.3	28	545.321.054	116.383.092	58,5%	29	466.382.859	401.432.265	115.900.169	68,1%	-4,1%	16,9%	0,4%
Grupo 2 Firme	***3.728***	***525.237.306***	***123.833.028***	***64,6%***	***3.729***	***491.944.680***	***484.814.516***	***126.949.669***	***70,7%***	***0,0%***	***6,8%***	***-2,5%***
2.1	695	1.331.883	152.459	31,4%	695	1.094.054	1.247.110	152.371	38,2%	0,0%	21,7%	0,1%
2.2	1.367	13.732.046	3.128.502	62,4%	1.367	10.862.210	13.752.251	2.950.267	74,4%	0,0%	26,4%	6,0%
2.3	1.022	74.017.360	13.748.321	50,9%	1.022	70.845.103	73.454.791	13.451.436	52,0%	0,0%	4,5%	2,2%
2.4	385	97.967.796	21.076.614	58,9%	386	87.927.205	86.452.283	20.590.934	64,2%	-0,1%	11,4%	2,4%
2.5	228	191.558.712	48.831.871	69,8%	227	186.612.316	180.360.416	51.245.474	75,2%	0,3%	2,7%	-4,7%
2.6	31	146.629.509	36.895.261	68,9%	31	134.603.792	129.547.666	38.559.188	78,5%	-0,8%	8,9%	-4,3%
Grupo 2 Interrumpible	***-***	***884.528***	***106.414***	***33,0%***	***1***	***537.808***	***624.787***	***106.414***	***54,2%***	***-100,0%***	***64,5%***	***0,0%***
Grupo 3	***7.736.619***	***20.151.398***	***61.916.807***		***7.752.652***	***23.609.756***	***23.082.828***	***65.890.750***		***-0,2%***	***-14,6%***	***-6,0%***
3.1	4.652.589	-	10.436.078		4.656.660	-	-	11.268.228		-0,1%		-7,4%
3.2	3.010.105	-	24.769.895		3.021.947	-	-	25.982.218		-0,4%		-4,7%
3.3	25.059	-	1.542.812		25.062	-	-	1.585.443		0,0%		-2,7%
3.4	48.606	-	21.287.076		48.697	-	-	22.239.330		-0,2%		-4,3%
3.5	260	20.151.398	3.880.946	52,8%	287	23.609.756	23.082.828	4.815.531	55,9%	-9,4%	-14,6%	-19,4%
Materia prima	***2***	***20.100.000***	***5.893.931***	***80,3%***	***2***	***20.100.000***	***17.959.043***	***5.526.519***	***75,3%***	***0,0%***	***0,0%***	***6,6%***
Total	***7.740.469***	***1.278.647.316***	***333.652.563***	***59,1%***	***7.756.505***	***1.142.202.829***	***1.053.485.273***	***338.428.376***	***66,5%***	***-0,2%***	***11,9%***	***-1,4%***

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC
(1) Excluido el GNL directo a cliente final

Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2018 por el MINETAD y la CNMC (1)

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC					% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Capacidad facturada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada	Volumen
Grupo 1 Firme	***120***	***692.229.124***	***139.214.814***	***55,1%***	***124***	***567.795.888***	***527.004.100***	***132.669.642***	***69,0%***	***-3,1%***	***21,9%***	***4,9%***
1.1	60	16.491.471	3.188.983	53,0%	59	13.617.393	12.047.743	2.006.023	45,6%	1,5%	21,1%	59,0%
1.2	32	146.903.014	22.321.687	41,6%	34	123.460.592	113.524.091	21.915.994	52,9%	-5,9%	19,0%	1,9%
1.3	28	528.834.639	113.704.144	58,9%	31	430.717.903	401.432.265	108.747.625	74,2%	-8,9%	22,8%	4,6%
Grupo 2 Firme	***3.728***	***529.099.336***	***124.894.486***	***64,7%***	***3.737***	***489.769.589***	***484.814.516***	***127.838.287***	***72,2%***	***-0,2%***	***8,0%***	***-2,3%***
2.1	695	1.346.379	154.119	31,4%	692	1.092.455	1.247.110	152.012	33,4%	0,4%	23,2%	1,4%
2.2	1.367	13.881.504	3.162.417	62,4%	1.365	10.850.554	13.752.251	2.960.215	59,0%	0,1%	27,9%	6,8%
2.3	1.022	74.822.956	13.897.856	50,9%	1.036	70.869.760	73.454.791	13.475.544	50,3%	-1,3%	5,6%	3,1%
2.4	385	99.034.066	21.305.488	58,9%	380	88.063.403	86.452.283	20.751.048	65,8%	1,4%	12,5%	2,7%
2.5	228	193.631.330	49.359.786	69,8%	231	187.025.266	180.360.416	51.922.424	78,9%	-1,2%	3,5%	-4,9%
2.6	31	146.383.101	37.014.820	69,3%	33	131.868.151	129.547.666	38.577.045	81,6%	-6,3%	11,0%	-4,0%
Grupo 2 Interrumpible	***-***	***1.244.627***	***149.736***	***33,0%***	***1***	***650.000***	***624.787***	***149.736***	***65,7%***	***-100,0%***	***91,5%***	***0,0%***
Grupo 3	***7.810.722***	***23.064.091***	***67.013.654***		***7.850.746***	***23.493.886***	***23.082.828***	***67.456.411***		***-0,5%***	***-1,8%***	***-0,7%***
3.1	4.675.328	-	10.859.422		4.693.259			10.823.079		-0,4%		0,3%
3.2	3.057.985	-	26.679.053		3.079.829			26.529.566		-0,7%		0,6%
3.3	26.098	-	1.672.918		26.179			1.684.975		-0,3%		-0,7%
3.4	51.041	-	23.360.361		51.182			23.637.947		-0,3%		-1,2%
3.5	270	23.064.091	4.441.900	52,8%	295	23.493.886	23.082.828	4.780.844	56,7%	-8,6%	-1,8%	-7,1%
Materia prima	***2***	***20.100.000***	***5.893.931***	***80,3%***	***2***	***20.100.000***	***17.959.043***	***5.526.519***	***84,3%***	***0,0%***	***0,0%***	***6,6%***
Total	***7.814.572***	***1.265.737.178***	***337.166.621***	***59,4%***	***7.854.608***	***1.101.809.364***	***1.053.485.273***	***333.640.595***	***86,8%***	***-0,5%***	***14,9%***	***1,1%***

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC
(1) Excluido el GNL directo a cliente final

Al respecto se señalan las siguientes consideraciones:

- *Nº de consumidores*

  La previsión del número de consumidores para el cierre del 2017 y 2018 considerada en la propuesta de Orden es inferior a la prevista por la CNMC en ambos ejercicios. En particular, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el número de consumidores previstos para el ejercicio 2017 es 16.036 clientes inferior a la prevista por la CNMC, mientras que para 2018 es 40.036 clientes inferior, registrándose las diferencias fundamentalmente en los consumidores del Grupo 3.

  Adicionalmente, se indica que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima que en 2017 se captarán 78.493[9] clientes y en 2018 unos 74.103 clientes en el del grupo 3, en ambos casos inferior a la previsión de la CNMC (85.813 clientes y 98.093 clientes, respectivamente).

- *Consumo medio por cliente*

  En el Cuadro 4 se muestran los consumos medios (kWh/cliente) resultantes para 2017 y 2018 de las previsiones de propuesta de Orden y de la de la

[9] Resultado de considerar como número de consumidores correspondientes al ejercicio 2016, los utilizados para los peajes 3.1 a 3.4 a efectos de actualizar la retribución de distribución y, para el peaje 3.5 los previsto para el año 2017.

CNMC actualizada. Se observa que, con carácter general, los tamaños medios correspondientes al ejercicio 2017 de la propuesta de Orden son inferiores a los previstos por la CNMC, mientras que en el 2018 son superiores (con la excepción de los correspondientes a los peajes 3.3 y 3.4).

Cuadro 4. Consumos medios (kWh/cliente) previstos para el cierre de 2017 y 2018

	Previstos 2017		Previstos 2018		Tasa de variación 2018 sobre 2017	
	Previsión OM	Previsión CNMC	Previsión OM	Previsión CNMC	Previsión OM	Previsión CNMC
Grupo 3						
3.1	2.243	2.420	2.323	2.306	3,6%	-4,7%
3.2	8.229	8.598	8.724	8.614	6,0%	0,2%
3.3	61.567	63.260	64.101	64.363	4,1%	1,7%
3.4	437.952	456.692	457.678	461.841	4,5%	1,1%
3.5	14.926.715	16.778.853	16.451.481	16.188.079	10,2%	-3,5%

Fuente: Propuesta de Orden, GTS, empresas distribuidoras y CNMC.

Adicionalmente, se indica que los tamaños medios implícitos en las previsiones de la propuesta de Orden son, con carácter general, inferiores a los previstos tanto por el GTS[10], como por las empresas en 2017 y superiores en 2018 (véase Anexo I).

- *Capacidad contratada*

La capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio 2017 según la información que acompaña a la propuesta de Orden alcanzará 1.279 GWh/día, un 18% superior a la registrada en el ejercicio 2016 y un 11,9% superior a la prevista por la CNMC en su escenario actualizado, a pesar que el escenario de demanda implícito en la propuesta de Orden es un 1,4% inferior al previsto por la CNMC.

Cabe destacar que la capacidad contratada supera a la prevista por la CNMC en todos los peajes Grupo 1 y 2, siendo las diferencias más significativas en los peajes del Grupo 1.

Asimismo, la capacidad contratada prevista en la propuesta de Orden para el ejercicio 2018 supera en un 14,9% a la prevista por la CNMC, a pesar que el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden es sólo un 1,1% superior.

[10] El GTS únicamente ha actualizado las previsiones de demanda, no ha aportado información sobre previsiones del número de clientes y la capacidad contratada.

- *Capacidad facturada*

  Como consecuencia de la regla de facturación establecida en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, la capacidad facturada es inferior a la capacidad contratada por los consumidores. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la capacidad contratada y la capacidad facturada son equivalentes.

  Según el escenario actualizado de la CNMC, se estima que para el ejercicio 2017 la capacidad facturada será el 92,2% de la capacidad contratada y para el ejercicio 2018 el 95,6%.

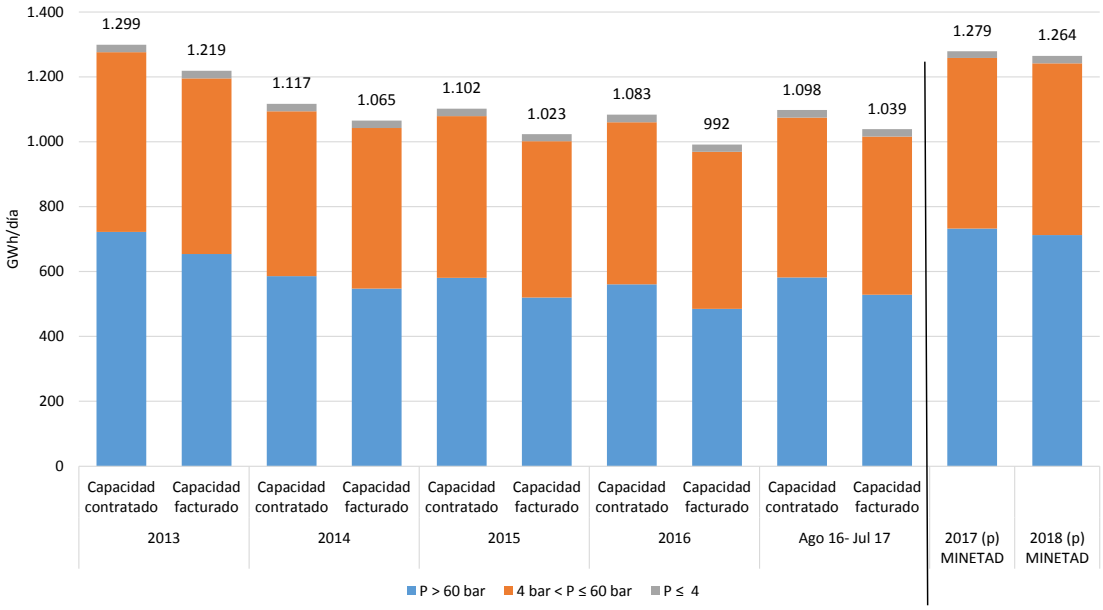
  En consecuencia, las capacidades facturadas de la propuesta de Orden previstas para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 superan en un 21,4% y 20,1%, respectivamente, a las previstas por la CNMC en el escenario actualizado.

  En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que la capacidad contratada se ha estimado como el promedio de los factores de carga de los últimos 4 años.

  En el Gráfico 1 se compara la capacidad contratada considerada en la propuesta de Orden con las capacidades contratadas y facturadas registradas en los últimos 4 años. Cabe destacar la reducción de la capacidad facturada y contratada durante el periodo de análisis, consecuencia del proceso de optimización que han venido realizando los agentes (véase Anexo I).

  En consecuencia, la metodología seguida en la Memoria parece sobreestimar la capacidad contratada. Así, si bien la capacidad contratada registrada entre agosto 2016 y julio 2017 (últimos 12 meses con información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas) es un 15,5% inferior a la registrada en 2013, la capacidad contratada prevista para 2017 en la propuesta de orden es tan sólo un 1,6% inferior al registrado en 2013.

Gráfico 1. Capacidad facturada y contratada registrada en los últimos 4 años y capacidad prevista para 2018



Fuente: CNMC

Previsión de las variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 5 se comparan las previsiones de las variables de facturación de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo de la propuesta de Orden y de la CMNC para el cierre 2018.

Se indica, que en la memoria no se publican la totalidad de las variables de facturación consideradas a los efectos de estimar los ingresos previstos para el cierre de 2017. Se reitera la necesidad de publicar todas las variables de facturación utilizadas para estimar los ingresos, a efectos de que todos los agentes puedan comprobar la bondad de la estimación y/o realizar escenarios alternativos de previsión.

Cuadro 5. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2018. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.110.844	367.017	90,5%	1.076.633	343.277	87,4%	3,2%	6,9%	3,6%
GN	617.648	200.365	88,9%	574.951	182.819	87,1%	7,4%	9,6%	2,0%
GNL	493.196	166.652	92,6%	501.682	160.458	87,6%	-1,7%	3,9%	5,6%
Actividad de Regasificación									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen regasificado	Factor de carga
Regasificación	493.196	166.652	92,6%	501.682	160.458	87,6%	-1,7%	3,9%	5,6%
	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado	Tamaño medio del buque
Descarga de buques	190	177.682	137.931	196	173.677	130.377	-3,3%	2,3%	5,8%
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
Carga en cisternas	34.883	11.030	86,6%	42.317	13.210	85,5%	-17,6%	-16,5%	1,3%
	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)
Trasvase de GNL a buques	8	6.451	118.937	-	-	-			
	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque (m^3 de GNL)
Puesta en frío	-	-	-	-	-	-			
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado	
Almacenamiento de GNL	14,93	7.361.750		13,75	6.899.511		8,5%	6,7%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraidos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraidos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraidos	
Almacenamiento de GN	25.320	16.711		22.956	12.408		10,3%	34,7%	

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

Respecto del escenario de la propuesta de Orden se realizan las siguientes observaciones:

- Los factores de carga considerados en la propuesta de Orden son entre un 1,3% y un 5,6% superiores a los previstos por la CNMC, no indicándose en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden las hipótesis subyacentes consideradas.

- El volumen a cargar en cisternas previsto para el ejercicio 2018 (11.030.380 MWh) coincide con el suministro GNL directo a cliente final previsto para 2017, aspecto que debería corregirse en la Memoria de la orden que finalmente se publique. Adicionalmente, se indica que el volumen a cargar en cisternas debe ser el resultado de considerar tanto el suministro GNL directo a cliente final como la demanda abastecida mediante plantas satélite, por lo que de considerar únicamente el GNL directo a cliente final estaría infraestimando dicho volumen.

- La capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos considerada en la propuesta de Orden es un 10,3% superior a la prevista por la CNMC y, asimismo, un 12,5% superior a la registrada en 2016 y 14,9% superior a la registrada en los doce últimos meses (septiembre 2016-agosto 2017), no indicándose en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden las hipótesis subyacentes consideradas.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y las incertidumbres existentes en todo escenario de previsión, se advierte de una posible sobrevaloración de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2018, especialmente de la capacidad facturada. En consecuencia, se sugiere la reconsideración del mismo en la Orden que finalmente se publique. En cualquier caso, esta Sala se remite al escenario de demanda adjunto en el Anexo II del presente informe.

Finalmente, se advierte de que un escenario de demanda sobrevalorado podría implicar ingresos insuficientes para hacer frente a los costes regulados, dando lugar a la aparición de un déficit de las actividades reguladas y que los consumidores soportarán cargas adicionales al tener que abonar los intereses correspondientes.

5.2 Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2017 y 2018

En el Cuadro 6 se comparan los ingresos previstos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el ejercicio 2017. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2017 se estiman en 2.897 M€, inferior en 50 M€ a lo previsto inicialmente en la Orden ETU/1977/2016, motivado, fundamentalmente, por los menores ingresos de peajes de transporte y distribución (56 M€) y por el canon de almacenamiento subterráneo (15 M€), parcialmente compensados por los mayores ingresos de los peajes de la actividad de regasificación (20 M€).

Asimismo, los ingresos de la propuesta de Orden son inferiores en 36 M€ a los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio considerando la previsión actualizada de la demanda.

A diferencia de años anteriores, en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se detalla la facturación por peaje, lo que limita las posibilidades de análisis del escenario de ingresos previstos para 2017 y en consecuencia del déficit previsto para dicho ejercicio.

Se reitera la necesidad de que la información que acompaña a la propuesta de Orden incluya información sobre todas las variables de facturación y sobre los ingresos previstos con el mayor detalle posible al objeto que los agentes puedan analizar dicho escenario o plantear escenarios alternativos

Cuadro 6. Ingresos para el cierre de 2017 según la Orden ETU/1977/2016, la Memoria de la propuesta de Orden y la CNMC

	Previsión 2017 de facturación (M€)			Diferencias (miles de €) frente a:	
	Orden ETU/1977/2016	Propuesta OM	Previsión CNMC	Orden ETU/1977/2016	Previsión CNMC
I. Regasificación					
(A). Contratos de Largo Plazo	*230.162*	*-*	*262.379*		
Peaje de descarga de buques	*11.489*		*14.478*		
Peaje de carga en cisternas	*15.013*		*16.437*		
Peaje de regasificación	*122.452*		*145.954*		
Almacenamiento GNL	*78.218*		*85.420*		
Puesta en frio	*-*		*-*		
Trasvase de GNL a buques	*2.990*		*89*		
(B). Contratos de Corto Plazo	*17.143*	*-*	*19.032*		
(C) Total Regasificación (A) + (B)	*247.306*	*267.000*	*281.411*	*19.694*	*- 14.411*
II. AA.SS					
(D) Canon de AA.SS	*130.584*	*116.000*	*117.105*	*- 14.584*	*- 1.105*
III. Transporte y Distribución					
(E) Contratos de Largo Plazo	*2.521.685*	*-*	*2.496.515*		
Reserva de Capacidad	*135.374*	*-*	*144.745*		
Término de conducción	***2.386.311***	***-***	***2.351.770***		
Consumidores nacionales	*2.359.567*	*-*	*2.318.223*		
Grupo 1	*263.453*		*285.228*		
Grupo 2	*385.819*		*362.562*		
Grupo 3	*1.696.043*		*1.657.286*		
Grupo 4 (interrumpible)	*-*		*238*		
Materia Prima	*14.251*		*12.909*		
Consumidores no nacionales	*26.744*		*33.547*		
(F). Contratos de Corto Plazo	*42.309*	*-*	*61.011*		
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	*2.563.995*	*2.508.000*	*2.557.526*	*- 55.995*	*- 49.526*
IV. Otros Ingresos					
(H). Otros Ingresos	*4.975*	*6.000*	*- 23.281*	*1.025*	*29.281*
Suministro a Tarifas			*522*		
Venta de Condesados	*975*		*587*		
Desbalances	*4.000*		*1.346*		
Gas talón/ Gas Operación / Fianzas	*-*		*6*		
Ejecución de Sentencias	*-*		*- 25.742*		
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	*2.946.859*	*2.897.000*	*2.932.761*	*- 49.859*	*- 35.761*

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

En el Cuadro 7 se comparan los ingresos previstos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el ejercicio 2017 y 2018.

Cuadro 7. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden Escenario de facturación MINETAD vs CNMC. Año 2018

	Facturación (miles de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Regasificación				
(A). Contratos de Largo Plazo	*262.536*	*248.800*	*13.736*	*5,5%*
Peaje de descarga de buques	*14.632*	*13.639*	*993*	*7,3%*
Peaje de carga en cisternas	*13.944*	*16.887*	*- 2.942*	*-17,4%*
Peaje de regasificación	*135.402*	*136.681*	*- 1.279*	*-0,9%*
Almacenamiento GNL	*87.060*	*81.594*	*5.466*	*6,7%*
Puesta en frio	*-*	*-*		
Trasvase de GNL a buques	*11.498*	*-*	*11.498*	
(B). Contratos de Corto Plazo	*20.310*	*17.826*	*2.484*	*13,9%*
(C) Total Regasificación (A) + (B)	***282.846***	***266.626***	***16.221***	***6,1%***
II. AA.SS				
(D) Canon de AA.SS	***128.011***	***127.052***	***959***	***0,8%***
III. Transporte y Distribución				
(E) Contratos de Largo Plazo	*2.586.320*	*2.502.850*	*83.470*	*3,3%*
Reserva de Capacidad	*144.605*	*140.152*	*4.453*	*3,2%*
Término de conducción	***2.441.715***	***2.362.698***	***79.017***	***3,3%***
Consumidores nacionales	*2.417.221*	*2.329.275*	*87.946*	*3,8%*
Grupo 1	*330.977*	*268.629*	*62.348*	*23,2%*
Grupo 2	*380.597*	*362.540*	*18.056*	*5,0%*
Grupo 3	*1.689.881*	*1.684.362*	*5.519*	*0,3%*
Grupo 4 (interrumpible)	*-*	*302*	*- 302*	
Materia Prima	*15.766*	*13.442*	*2.324*	*17,3%*
Consumidores no nacionales	*24.494*	*33.423*	*- 8.929*	*-26,7%*
(F). Contratos de Corto Plazo	*23.779*	*59.781*	*- 36.001*	*-60,2%*
Reserva de Capacidad	*7.230*	*13.599*	*- 6.369*	*-46,8%*
Término de conducción	*16.549*	*46.181*	*- 29.632*	*-64,2%*
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	***2.610.099***	***2.562.631***	***47.469***	***1,9%***
IV. Otros Ingresos				
(H). Otros Ingresos	*5.900*	*587*	*5.313*	*904,7%*
Venta de Condesados	*900*	*587*	*313*	*53,3%*
Desbalances	*5.000*		*5.000*	
Suministro a Tarifas				
Gas talón/ Gas Operación / Fianzas				
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	***3.026.856***	***2.956.895***	***69.961***	***2,4%***

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos regulados previstos para 2018 se estiman en 3.026,9 M€, un 4,5% (130 M€) superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2017 (2.897 M€) y un 2,4% (69,9 M€) superiores a los previstos por la CNMC para dicho ejercicio (2.957,0 M€).

Respecto de la previsión de ingresos prevista para 2018 se formulan las siguientes observaciones:

- En la propuesta de Orden no se incluyen los ingresos de acceso de los clientes acogidos al peaje interrumpible. En caso de aplicar los precios establecidos en la propuesta de Orden a las variables de facturación previstas para estos usuarios en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la facturación de peajes aumenta en 499,1 miles de €.

- Los precios de los términos fijos y variables del peaje de materia prima recogidos en el epígrafe 15.2 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden son un 6,3% superiores a los establecidos Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden, por lo que los ingresos del peaje de materia prima superan en 926,1 miles de € a los que resultan de aplicar los términos fijos y variables de la propuesta de Orden.

- Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos procedentes del peaje de exportaciones se estiman aplicando al volumen de gas exportado en contraflujo un descuento del 50% en la facturación por el término variable, lo que implica que se está considerando interrumpibilidad en la interconexiones. Teniendo en cuenta que desde el año 2014 no se aplican peajes interrumpibles en las interconexiones internacionales, se considera más adecuado aplicar los peajes generales, en cuyo caso la facturación prevista para 2018 se incrementaría en 17.463 miles de €.

- En la facturación de peaje de carga en cisternas se ha empleado el volumen previsto para el cierre de 2017. En caso de considerar la previsión de 2018 los ingresos aumentan en 167,1 miles de €.

- No se ha considerado el impacto de los contratos de corto plazo sobre la facturación de los AA.SS.

En caso de incorporar el impacto de las observaciones anteriores, los ingresos por peajes y cánones previstos para el ejercicio 2018 aumentarían en 17,2 M€.

No obstante, como se ha señalado anteriormente, el escenario de demanda previsto para 2018 sobrevalora la capacidad facturada del término de conducción. En caso de aplicar a la capacidad contratada de la propuesta de

Orden el factor de carga[11] previsto por esta Comisión para 2018, los ingresos por este concepto se reducirían en 73 M€.

En consecuencia, la mejor estimación de ingresos asociadas al escenario de demanda de la propuesta de Orden sería de 2.971,8 M€, importe 55 M€ inferior al indicado en la propuesta de Orden (3.026,9 M€) y 14,7 M€ (0,5%) superior al previsto por la CNMC para dicho ejercicio.

5.3 Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2017

5.3.1 Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2017

El artículo 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece una revisión automática de peajes y cánones en dos supuestos:

1) En el caso de que el desajuste anual supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio
2) En el caso de que la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar supere el 15% de los ingresos liquidables del ejercicio.

Adicionalmente establece en el punto 3 que si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas en el apartado 2 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014.

En consecuencia, se hace necesario analizar la suficiencia de ingresos del ejercicio 2017 por el impacto que ello pudiera tener en el ejercicio 2018.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2017 ascienden a 2.897 M€, por lo que serían insuficientes para cubrir los costes previstos para el cierre del ejercicio (3.017 M€) en la propuesta de Orden, generándose un desajuste negativo de 120 M€.

Al respecto cabe señalar que, el desajuste del ejercicio 2017 sería 35,8 M€ inferior al previsto en la propuesta de Orden en caso de considerar los ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2017.

[11] Calculado como (Consumo/365)/Caudal facturado

En cualquier caso, dado que el desajuste previsto para el ejercicio en la propuesta de Orden no supera los límites establecidos en el artículo 61.2 de la Ley no procedería la revisión automática de peajes y cánones.

Cuadro 8. Costes, ingresos y desajuste previstos para el cierre del ejercicio 2017, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Previsión de cierre del ejercicio 2017	
	Propuesta de Orden	CNMC
Costes regulados (M€) (A)	3.017,0	3.017,0
Ingresos regulados (M€) (B)	2.897,0	2.932,8
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	- 120,0	- 84,2

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

Si bien la Propuesta de Orden no hace referencia a ninguna anualidad en concepto de desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2017, teniendo en cuenta que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de orden se estima que el ejercicio 2017 será deficitario, se hace necesario establecer el tipo de interés provisional a aplicar a este potencial desajuste de la liquidación definitiva de 2017, y la previsible anualidad correspondiente, cálculos que se han realizado tomando como partida el déficit resultante de la Propuesta de Orden 120.000.000,00 €.

5.3.2 Cálculo del tipo de interés aplicable

Para el cálculo del tipo de interés provisional a aplicar al potencial desajuste de 2017, se ha considerado como mejor aproximación, el mismo cálculo del tipo de interés a aplicar al desajuste de 2016, con la única variación de que el coste de financiación de los grupos de sociedades, a 5 años, durante el periodo de cálculo del 30 de agosto al 30 de noviembre de 2017, se ponderan por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para el ejercicio 2017 con respecto a la retribución prevista total correspondiente a los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 9, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,719%, habiéndose calculado éste a partir de los grupos de sociedades que suponen el 85% de la retribución prevista total para 2017.

Por lo tanto, se propone un tipo de interés provisional para el potencial desajuste de 2017 del 0,719%.

Cuadro 9. Cálculo del coste de financiación del desajuste 2017

Grupo	IRS 5Y (%) *(media 30/08-30/11 2017)*	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,208	42,00	Diferencial emisión	49,74%	0,628%
Gas Natural	0,208	58,18	CDS Gas Natural	42,58%	0,790%
Naturgas	0,208	-	-	7,68%	0,918%
				100%	**0,719%**

Fuente: Elaboración propia

5.3.3 Cálculo de la anualidad

El cálculo de la anualidad provisional del derecho de cobro correspondiente al potencial desajuste de 2017, se ha realizado considerando como fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2017, el 29/11/2018. Se considera un perfil de amortización constante y anualidad decreciente.

Al considerarse como fecha de devengo el 30/11/2017 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2017), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2018, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2018.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro 10, según el cual la anualidad provisional correspondiente al año 2018 ascendería a 2.179.752,33 €.

Cuadro 10. Cálculo de la anualidad 2018 correspondiente al Desajuste del ejercicio 2017

Tipo Interés	0,719%
Fecha Devengo	30/11/2018
Plazo (años)	5
Importe Derecho (€)	120.000.000,00

29/11/2018

Año	Tipo de Interés	IPC 29/11/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,719%	120.000.000	75.642,74	2.104.109,59	**2.179.752,33**

Fuente: Elaboración propia.

5.4 Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2018 contenidos en la Propuesta de Orden

La Propuesta de Orden recoge en su conjunto, con los ajustes en los costes correspondientes a ejercicios anteriores (2016 y 2017), unas necesidades retributivas para el año 2018 de 3.060,7 Millones de €.

En los cuadros siguientes, que desglosan los importes según los conceptos recogidos en los Artículos 59.4 y 66 de la Ley 18/2014 y el Real Decreto-Ley 13/2014, se compara los importes recogidos en la Propuesta con los valores obtenidos por esta Comisión (Valor Comprobación CNMC).

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 2018, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETAD salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

Para facilitar el análisis, se comparan por separado los importes correspondientes a la Retribución 2018, y las correcciones de ejercicios anteriores a liquidar en 2017 que indica la Propuesta.

Cuadro 11. Comparación Presupuesto Retribución 2018 previsto en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

En Millones de €	Retribución Presupuestada 2018 Prop. OM (A)	Valor Comprobación CNMC (B)	Diferencia (B)-(A)
Actividad de Regasificación	402,5	403,9	1,3
Actividad de AASS	94,8	96,7	1,9
Actividad de Transporte	817,3	820,2	2,9
Actividad de Distribución	1.352,8	1.395,1	42,3
Gas de Operación	23,0	23,6	0,6
Gestión Técnica del Sistema	24,0	24,2	0,2
Operador del Mercado	3,9	2,4	-1,5
TASA MINETUR/CNMC	4,2	4,2	0,0
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	23,6	23,6	0,0
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	96,4	96,6	0,2
Anualidad por Laudo de Paris	33,5	33,5	0,1
Sentencia Firme 2278/2016 del TS, sobre vaporizadore ENAGAS	12,2	12,2	0,0
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	79,5	78,8	-0,7
Desajustes Temporales 2015, según Art.61 RD-Ley 8/2014	5,4	5,6	0,2
Desajustes Temporales 2016, según Art.61 RD-Ley 8/2014	18,6	18,6	0,0
Desajustes Temporales 2017, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,0	2,2	2,2
Retribución Pendiente de Reconocer	12,0		-12,0
TOTAL	**3.003,8**	**3.041,4**	**37,7**

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Cuadro 12. Correcciones de años anteriores a liquidar en 2017 prevista en la Propuesta de OM vs Valor Calculado por CNMC

En Millones de €	Correcciones Años Anteriores Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia (B)-(A)
Actividad de Regasificación	16,3	16,9	0,6
Actividad de AASS	0,6	30,4	29,8
Actividad de Transporte	14,8	18,2	3,4
Actividad de Distribución	0,0	-41,8	-41,8
Gas de Operación	0,0	0,0	0,0
Gestión Técnica del Sistema	0,0	0,0	0,0
Operador del Mercado	0,0	0,0	0,0
TASA MINETUR/CNMC	0,0	0,0	0,0
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	0,0	0,9	0,9
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	0,0	0,0	0,0
Anualidad por Laudo de Paris	-0,3	0,0	0,3
Sentencia Firme 2278/2016 del TS, sobre vaporizadore ENAGAS	0,0	0,0	0,0
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	0,8	0,0	-0,8
Desajustes Temporales 2015, según Art.61 RD-Ley 8/2014	-0,2	0,0	0,2
Desajustes Temporales 2016, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,0	1,6	1,6
Desajustes Temporales 2017, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,0	0,0	0,0
Retribución Pendiente de Reconocer	25,0		-25,0
TOTAL	**56,9**	**26,3**	**-30,6**

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Debe señalarse que salvo en la actividad de distribución, tal y como se explica en los próximos epígrafes, las diferencias más significativas se corresponden con partidas cuyos valores son estimaciones, al estar pendientes de inclusión en el régimen retributivo o son costes variables.

Y en caso de la distribución, la razón principal que lleva a esta diferencia es el criterio de cuándo deben liquidarse las correcciones de las retribuciones de distribución de ejercicios pasados (2016 y 2017). Tal y como se expondrá en epígrafes posteriores, esta Comisión considera que éstas correcciones deberían liquidarse en el ejercicio 2017. De esta forma se eliminaría la asimetría existente con el trato dado por el sistema de liquidaciones a los ajustes de retribución con el transporte, la regasificación y el almacenamiento subterráneo, cuyos ajustes de retribución por RCS son liquidados en el año que finaliza en vez de en el año que empieza.

Por tanto, en resumen, cabe indicar que en las partidas cuyos valores deben ser publicados en el BOE, o bien no existen diferencias o las que aparecen son por erratas, por omisión de conceptos retributivos o por discrepancia en el criterio de reparto entre empresas.

También debe indicarse que se han detectados ligeras diferencias entre los importes retributivos de 2018 que se desglosan a lo largo de la Propuesta de Orden y su Memoria con los valores agrupados que se reflejan en el apartado 16 de la Memoria denominado "Escenario previsto de ingresos y costes en 2017 y 2018" (pág. 46 de la Memoria), tal y como se muestra en los siguientes cuadros.

Cuadro 13. Comparación de la Información Desagregada de Costes con el Agregado del Escenario de Ingresos/Coste recogidos en la Propuesta de OM sobre Retribución 2018

En Millones de €	Agregación Partidas de Propuesta Orden / Memoria	Escenario Ing/Coste (Pto 16 Memoria)	Diferencias	
			€	%
Actividad de Regasificación (1)	426,1	426	-0,14	0,0%
Actividad de AASS (2)	191,2	217	25,78	13,5%
Actividad de Transporte	817,3	817	-0,33	0,0%
Actividad de Distribución	1.352,8	1.353	0,20	0,0%
Gas de Operación	23,0	23	0,04	0,2%
Gestión Técnica del Sistema	24,0	24	0,03	0,1%
Operador del Mercado Organizado de Gas	3,9	4	0,08	2,0%
TASA MINETUR/CNMC	4,2	4	-0,21	-5,0%
Anualidad por Laudo de Paris	33,5	34	0,51	1,5%
Sentencia Firme 2278/2016 del TS sobre vaporizadores ENAGAS	12,2		-12,17	
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	79,5	80	0,52	0,7%
Desajustes Temporales 2015, Art.61 Ley 18/2014	5,4	5	-0,45	-8,2%
Desajustes Temporales 2016, Art.61 Ley 18/2014	18,6	19	0,36	2,0%
Desajustes Temporales 2017, Art.61 Ley 18/2015			0,00	
Retribución Pendiente de Reconocer		12	12,00	
TOTAL	**2.991,8**	**3.017**	**25,23**	**0,8%**

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia
(1) Incluye Costes AASS Casto; (2) Incluye Costes Planta El Musel

5.5 Sobre la retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial 2018 recoge la retribución de la actividad de transporte en su epígrafe 4.

La retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de transporte está compuesta de cuatro conceptos: Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}) de los gasoductos (o Gas Talón), Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

En primer lugar, señalar que se considera acertado que se hayan diferenciado los conceptos retributivos de 2018 (RCS, RD y RF_{NMLL}) entre aquellos activos cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008) y aquellos cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (Instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008).

En segundo lugar, tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado grandes diferencias en la retribución para 2018 a publicar en el BOE

aunque existen ligeras diferencias en los repartos, ajustes y correcciones del RD, RF_{NMLL} y RCS por empresa.

Cuadro 14. Comparación Retribución 2018 y Correcciones a Liquidar en 2017 de la Actividad de Transporte previstas en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	**832,11**	**831,82**	**0,29**
RD 2018	575,80	575,51	0,29
RF_{NMLL} 2018	2,08	2,08	0,00
RCS 2018	239,44	239,44	0,00
Ajustes Años Anteriores	14,78	14,78	0,00
RD años anteriores asociado Nuevas Intalaciones A Cuenta	0,04	0,04	0,00
RD y RF_{NMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0,00	0,00
RCS Años Anteriores	14,75	14,75	0,00
Otros Ajustes/Correcciones	0,00		0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	**0,00**	**6,97**	**-6,97**
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	6,97	-6,97
Total Actividad Transporte	**832,11**	**838,80**	**-6,69**
Gas de Operación para Actividad Transporte (presupuesto)	19,62	20,16	-0,54
Total	**851,73**	**858,95**	**-7,22**

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

- En relación con el importe de la retribución por disponibilidad, RD, para 2018 a publicar en el BOE, señalar que se observa una diferencia aparente de 0,29 M€. De acuerdo con el inventario de activos, esta Comisión entiende que puede deber a un error al actualizar los valores de inversión reconocidos de las instalaciones que han sido incluidas de forma definitiva en el año 2017 en Régimen Retributivo, pero por el detalle de la información facilitada esta Comisión no ha podido identificar los activos afectados.

- En relación con las diferencias en el reparto del RCS_{2017} por empresa, señalar que el motivo puede ser que la Propuesta de Orden haya modificado el valor de reposición de algunas inversiones, pero por el detalle de la información facilitada esta Comisión no ha podido identificar los activos afectados.

- Por otro lado, se debe indicar que también se han encontrado diferencias en la estimación de cantidades a presupuestar: (1) la estimación de la retribución asociada a instalaciones y gas nivel mínimo de llenado pendientes de incluir en el Régimen Retributivo que no han

sido presupuestados en la Propuesta[12], y (2) el impacto del impuesto de hidrocarburos en el coste de adquisición del gas de operación.

No obstante, en relación con la retribución presupuestada asociada a activos pendientes de incluir en el Régimen Retributivo, señalar que, aunque la Propuesta de Orden no indica nada específico para la actividad, dentro en el epígrafe "Escenario previsto de ingresos y costes en 2017 y 2018" (pág. 46 de la Memoria) indica sendas partidas de 25 y 12 millones de € asociadas al concepto "Retribuciones Pendientes de Reconocer".

El importe total sería algo inferior a los 42,8 millones de € que tiene presupuestados esta Comisión para las actividades de transporte, regasificación y AASS

Detectadas las diferencias tras haber aplicado la Comprobación de la CNMC[13] se debe señalar que con fecha 30 de noviembre de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016.

De acuerdo con la misma, la demanda de gas vehiculada a través del sistema de transporte ha variado ligeramente en relación con la obtenida en la liquidación 14/2016 y que ha sido utilizada en la Propuesta de Orden. La demanda transportada por red definitiva de 2016 es de 308.664.546.633 kWh en vez de los 309.053.895.160 kWh utilizados por la Propuesta de Orden

Cuadro 15. Comparación Valor Demanda Transportada por Red Definitiva vs Utilizada en la Propuesta de OM

En GWh (con 6 decimales)	Utilizada en la Propuesta de Orden	Liquidación Definitiva	Diferencias
Demanda Nacional (+)	320.288,268859	319.898,898406	-389,370453
GNL PS Distribución (-)	834,652214	834,652214	0,000000
GNL PS Monocliente (-)	10.399,721485	10.399,699559	-0,021926
Demanda Transportada por Red	**309.053,895160**	**308.664,546633**	**-389,348527**

[12] Por ejemplo, se observa que no ha sido presupuestada la adquisición adicional de gas talón realizada en 2016 para cubrir necesidades de nivel mínimo de llenado de la red de transporte.

[13] Tal y como se ha indicado al inicio del epígrafe, 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 2018, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETAD salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

En consecuencia, resulta necesario recalcular los valores de retribución por RCS correspondientes en 2016, 2017 y 2018.

Cuadro 16. Comparación nuevos valores RCS 2016, 2017 y 2018 vs Valores recogidos en la Propuesta de OM

		Valores Previsto en Propuesta de Orden		Valores Corregidos tras Modif Demanda 2016		Diferencia	
	RCS en O. IET/1977/2016	Nuevo RCS	Correc. RCS	Nuevo RCS	Correc. RCS	Nuevo RCS	Correc. RCS
2016	232.856.840,33	233.264.623,83	407.783,50	232.970.755,22	113.914,89	-293.868,61	-293.868,61
2017	229.936.323,61	244.276.032,79	14.339.709,18	244.584.161,86	14.647.838,25	308.129,07	308.129,07
2018		239.443.304,72	-	239.745.337,80	-	302.033,08	

Fuente: propuesta de Orden y CNMC

En otro orden de ideas, señalar que sería conveniente que en el apartado 2.j del Anexo I, sobre retribución de transporte, las cantidades de la columna "Correcciones RCS 2014-2017 + RD 2017 nuevas instalaciones" se desagregasen en instalaciones con puesta en marcha anterior y posterior a 1 de enero de 2008, ya que su liquidación se realiza de forma diferente. Mientras que para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008 es una liquidación proporcional a los días del periodo de liquidación; para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008 su liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008.

Por último, se ha observado que en los títulos de los epígrafes o cuadros del Anexo, se suele hacer referencia a "Retribución por disponibilidad o RD" cuando en realidad se recogen agregados los importes de Retribución por Disponibilidad (RD) y por Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}). En consecuencia, y con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda incluir en los títulos la referencia a la RF_{NMLL}

5.6 Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2018 recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) en su epígrafe 5.

La Memoria incluye en el mismo epígrafe tanto la retribución de las instalaciones de AASS que están en operación como aquellas que están hibernadas (Castor).

Esta Comisión considera conveniente un tratamiento diferenciado de ambas tipologías de instalaciones.

En el caso concreto del AASS de Castor, su retribución está regulada por el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas

urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares

Esta circunstancia es tenida en consideración por la propia Propuesta de Orden al señalar en su Artículo 5[14] todos los costes retributivos asociados al AASS Castor incluidos los costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento de ENAGAS Transportista, S.A. derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

No obstante lo anterior, hay que señalar que puede producir cierta confusión que las citadas retribuciones del AASS vuelvan a aparecer recogidas en el Anexo I que, de acuerdo con el Artículo 1.2, establece las retribuciones reguladas para 2018 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, norma que explícitamente excluye al AASS Castor en su aplicación.

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar del Anexo I la referencia a los costes asociados al AASS de Castor.

En el caso de las instalaciones de AASS en operación, 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.

[14] Sobre "*Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre".*

Cuadro 17. Retribución 2018 y Correcciones a Liquidar en 2017 de la Actividad de AASS prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	**95,46**	**91,84**	**3,61**
RD 2018	90,53	86,84	3,69
RCS 2018	5,02	5,02	0,00
Devol. por DA 7ª O.ITC/3802/2008	-0,71	-0,71	0,00
Ajustes Años Anteriores	0,62	0,69	-0,07
RCS Años Anteriores	0,62	0,69	-0,07
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	**0,00**	**35,34**	**-35,34**
Ajustes de Retribución Costes O&M 2015, 2016 y 2017	0,00	21,66	-21,66
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	13,62	-13,62
Costes Condensados del GN extraído	0,00	0,06	-0,06
Total Actividad AASS	**95,46**	**127,18**	**-31,73**
Gas de Operación para Actividad AASS (presupuesto)	3,34	3,43	-0,09
Total	**98,80**	**130,61**	**-31,81**
Nota: No incluye retribución por Hibernación AASS de Castor			

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, 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.

En relación con la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la razón principal de la diferencia estriba en que el MINETAD ha incluido activos con retribución definitiva sendas adquisiciones de gas colchón para el AASS de Yela realizadas en 2015 y 2016.

Esta Comisión no tiene constancia de que se hayan emitido las respectivas Resoluciones de inclusión definitiva en el régimen retributivo ya que no han sido incorporadas a la Liquidación en curso del año 2017.

De hecho, sólo se ha evacuado el Informe preceptivo sobre la Propuesta de Resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo correspondiente a la adquisición del año 2015[15]. En relación con la adquisición de 2016, no existe constancia de que se haya solicitado informe preceptivo sobre una Propuesta de Resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo.

Por tanto, las hipotéticas retribuciones de dichas adquisiciones deberían ser tratadas como cantidades a presupuestar, tal y como ha hecho esta Comisión.

[15] Aprobado por la SSR el 27/07/2017

Otro aspecto que incide en la diferencia en el RD es que el MINETAD no ha tenido en cuenta los costes de extensión de vida útil (COEV) asociados a las instalaciones que finalizaron la misma en 2017.

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 es provisional y se determina un valor 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,

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

Dicho importe será provisional hasta que se tengan determinados los valores definitivos de la retribución por costes de O&M y el valor de inversión de los elementos que conforman el AASS. Por tanto, y en aras a dar trazabilidad y predictibilidad a dicho importe, se recomienda que se indique en la claramente el carácter el desglose por COEV sea recogido.

En 2017 finalizaron su vida útil varios elementos del AASS de Serrablo, la retribución provisional de ENAGAS por COEV en 2018 asociado a dichas instalaciones sería de 693.068,37 €.

Cuadro 18. Retribución por COEV asociado a activos del AASS de Serrablo

Instalacion	Fecha Inicio Devengo (En gral Fecha P.E.M. / Adquisición)	Fecha Inicio Retribución por Costes Inversión según Ley 18/2014	Vida Útil (años)	Fecha Fin Retribución por Costes Inversión según Ley 18/2014	VI reconocido	% Asignación de COM entre elementos	Retribución Provisional por O&M asignada	µ Factor Ext. Vida Útil	COEV
Instalaciones 1995 de AASS Serrablo	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	2.980.824	8,115%	630.752,94	0,15	94.612,94
Instalaciones 2002 de AASS Serrablo	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	406.415	1,106%	85.998,86	0,15	12.899,83
Instalaciones 2003 de AASS Serrablo : Compresor Booster	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	7.840.185	21,345%	1.659.010,99	0,15	248.851,65
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Sondeo Jaca 18	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	4.452.649	12,122%	942.196,34	0,15	141.329,45
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Sondeo Jaca 22	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	5.286.757	14,393%	1.118.696,55	0,15	167.804,48
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Línea de producción	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	318.911	0,868%	67.482,70	0,15	10.122,41
Instalaciones 2005 de AASS Serrablo : Conexión pozos	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	549.695	1,497%	116.317,41	0,15	17.447,61
Instalaciones 2008 de AASS Serrablo: PLANTA DE REGENERACIÓN METANOL	05-dic-08	01-ene-09	10	31/12/2019	3.100.791	8,442%	656.138,39	0,00	0,00
Instalaciones 2009 de AASS Serrablo: SUSTITUCIÓN TURBOS POZOS JACA (J-17)	01-oct-09	01-ene-10	10	31/12/2020	11.794.467	32,111%	2.495.751,10	0,00	0,00
Total					**36.730.694**	**100,000%**	**7.772.345,28**		**693.068,37**

En relación con la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), la razón de la diferencia estriba en que el nivel de llenado de los AASS en 2016 (21,64 TWh) es menor al límite inferior establecido por la Ley 18/2014 (22 TWh). Por lo que a la hora de determinar los valores de RCS de 2016 y 2017, hay que sustituir el valor real de nivel de llenado de los AASS por 22 TWh.

Esto hace que la corrección de RCS de 2016 sea un incremento de 61.857,22 € en vez de una reducción de 12.821,12 € que recoge la Propuesta de Orden.

En cuanto a la diferencia en las partidas presupuestadas (35,34 M€), señalar que además de incluir en este epígrafe la retribución asociada las adquisiciones de gas colchón de Yela de 2015 y 2016[16], deberían haberse presupuestado en la Memoria de la Propuesta de Orden: (1) la estimación del ajuste por costes de O&M definitivos de 2015, 2016 y 2017, (2) la estimación de la retribución asociada a otras instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo[17] que no se han presupuestado, (3) los costes liquidables por Condensados del GN extraído, y (4) el impacto del impuesto de hidrocarburos en el coste de adquisición del gas de operación.

[16] La adquisición de 2015 tiene un valor de inversión de 25.359.013,61 €, de acuerdo con el informe preceptivo de la propuesta de Resolución de inclusión en el régimen retributivo, y la adquisición de 2016 se presupone una inversión de aproximada de 21.165.000 €.

[17] La Propuesta de OM no presupuesta la retribución de 2018 ni de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aprox 97.000 € de inversión), y ni la adquisición de gas colchón realizada en el AASS de Yela durante 2017 (aprox 8.471.000 € de inversión)
Además debería incluir en este presupuesto la retribución de 2018 y años anteriores asociadas a las adquisiciones de 2015 (25.359.013,61 € de inversión) y 2016 (aprox 21.165.000 € de inversión)

No obstante, como se ha indicado en epígrafes anteriores, si bien la Propuesta de Orden no presupuesta para la actividad un importe específico asociado a activos pendientes de incluir en el Régimen Retributivo, dentro del epígrafe "Escenario previsto de ingresos y costes en 2017 y 2018" (pag 46 de la Memoria) se indican sendas partidas de 25 y 12 millones de € asociadas al concepto "Retribuciones Pendientes de Reconocer".

Comparando dichas cifras con el importe presupuestado por esta Comisión para las actividades de transporte, regasificación y AASS (42,8 millones de €), se observa que diferencia (5,8 millones de €) es ligeramente superior a los 4,4 millones de € de retribución de 2018 correspondientes a las adquisiciones de 2015 y 2016 de gas colchón del AASS de Yela para los que, erróneamente, consideraba retribución definitiva la Propuesta de Orden.

Por último, señalar que se considera conveniente que en la tabla del punto j "Retribución total a reconocer" se dé más detalle sobre los conceptos retributivos del año 2018 a semejanza con la tabla equivalente de la Orden ETU/1977/2017 donde se explicitaban las cantidades correspondientes a RD por Inversión, RD provisional por O&M, RCS y Minoración por la D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008.

Asimismo, hay que indicar que la información relativa a las correcciones de RCS de 2016 y 2017 de Gas Natural Almacenamiento Andalucía recogida en la tabla del punto j, están mal referenciadas pues indica el valor total de corrección del RCS en vez del propio de la empresa; y que la cantidad que corresponde a Enagás Transporte, S.A.U. de la columna "Total 2018" no es la suma de lo indicado en los apartados 4i, 4h, 4g y 4f, pues falta por incluir la minoración por la D.A. 7ª de la Orden ITC/3802/2008, que es de -705.329 euros.

De acuerdo con los comentarios vertidos en este apartado y subsanadas las diferencias encontradas, habría que hacer los siguientes cambios en el apartado 4 del Anexo I, denominado Retribución de las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento:

1. Sustituir la tabla del punto g. "Retribución por disponibilidad del año 2018 en concepto de inversión" por la siguiente

	Amortización	Retribución Financiera	COEV (provisional)	RD 2018 sin COM provisionales
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	33.209.385,05	17.642.774,26	693.068,37	51.545.227,68
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	3.060.705,16	1.933.670,06	0,00	4.994.375,22
Total	36.270.090,21	19.576.444,32	693.068,37	56.539.602,90

2. Eliminar el apartado i, al estar su contenido recogido en el Articulo 5 relativo a la retribución del AASS de Castor

3. Renumerar el punto j "Retribución total a reconocer" como i "Retribución total a reconocer", y sustituir la tabla por la siguiente

	2018					2017			Total
	RD 2018 por Inversión	RD 2018 por costes O&M	RCS 2018	Minoración por D.A. 7ª Orden ITC/3802/2008	Total 2018	Corrección RCS 2016	Corrección RCS 2017	Total a Liquidar en 2017	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	51.545.227,68	29.475.025,43	4.602.380,44	-705.329,00	**84.917.304,54**	-11.761,60	579.084,67	567.323,08	**85.484.627,62**
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.994.375,22	821.666,54	414.598,54	0,00	**6.230.640,30**	-1.059,53	52.165,97	51.106,45	**6.281.746,75**
Total	**56.539.602,90**	**30.296.691,97**	**5.016.978,98**	**-705.329,00**	**91.147.944,84**	**-12.821,12**	**631.250,65**	**618.429,53**	**91.766.374,37**

La tabla del punto j no contendría la retribución del AASS Castor según lo dispuesto por el Real Decreto-ley 13/2014, al estar ya recogida en el Artículo 5 de la Orden.

5.7 Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2018 recoge la retribución de la actividad de Regasificación en su epígrafe 6.

La Memoria recoge en el mismo epígrafe tanto la retribución de las instalaciones de Plantas de Regasificación que están en operación como aquellas que están hibernadas como la planta de El Musel.

Esta Comisión considera conveniente un tratamiento diferenciado de ambas tipologías de instalaciones ya que tienen tratamientos retributivos diferenciados.

En el caso concreto de la planta de El Musel, ésta se encuentra afectada por la Disposición Transitoria Tercera del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, sin perjuicio de su derecho al cobro de:

1) Una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones, siendo ésta una retribución no prevista en el régimen general de retribución de la actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014. Esta retribución, tal y como dispone el citado Real Decreto-Ley, es un ingreso a cuenta hasta el reconocimiento definitivo.

2) Una retribución por los costes de operación y mantenimiento que determinará el Ministro de Industria, Energía y Turismo con objeto de

que la instalación esté disponible para iniciar su puesta en servicio cuando así se establezca.

Esta circunstancia es tenida en consideración por la propia Propuesta de Orden al recoger en su Artículo 4[18] las retribuciones transitorias financiera y de O&M asociadas a la Planta de El Musel. No obstante, hay que señalar que puede producir cierta confusión que las citadas retribuciones del El Musel vuelvan a aparecer recogidas en el Anexo I que, de acuerdo con el Artículo 1.2, recoge las retribuciones reguladas para 2018 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014.

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar del Anexo la referencia a los costes de inversión y O&M de la Planta de El Musel.

En el caso de las plantas de regasificación en operación, la retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de Regasificación está compuesta de cinco conceptos: la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}) de los tanques de GNL (o Gas Talón), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), y los ajustes de retribuciones de años pasados.

Cuadro 19. Retribución 2018 de la Actividad de Regasificación y Correcciones a Liquidar en 2017 previstas en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	**389,98**	**389,98**	**0,00**
RD 2018	300,72	300,72	0,00
RF_{NMLL} 2018	1,77	1,77	0,00
RCS 2018	71,17	71,17	0,00
Ajustes Años Anteriores	16,31	16,31	0,00
RCS Años Anteriores	16,31	16,31	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	**28,87**	**30,77**	**-1,89**
Retribución Variable 2018	28,87	30,20	-1,33
Por O&M	28,87	29,33	-0,45
Por Extensión Vida útil		0,87	-0,87
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	0,57	-0,57
Total Actividad Regasificación	**418,85**	**420,74**	**-1,89**
Gas de Operación para Actividad Regasificación (presupuesto)	0,00	0,00	0,00
Total	**418,85**	**420,74**	**-1,89**
Nota: No incluye retribución por Hibernación Planta El Musel			

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

[18] Sobre "Retribución transitoria financiera y costes *de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel*".

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias en las cantidades totales a publicar en el BOE. Las únicas diferencias existentes (1,7 M€) se observan en cantidades a presupuestar: (1) la estimación de retribución variable por O&M, por utilizar al presupuestar las previsiones de cierre de 2017 de gas regasificado y cargado en cisterna en vez del dato previsto para 2018[19], (2) la estimación del impacto del coste de extensión de vida útil asociado a la retribución variable, y (3) la estimación de la retribución asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo (en este caso gas de nivel mínimo de llenado) que no se ha presupuestado

No obstante, como se ha indicado en epígrafes anteriores, si bien la Propuesta de Orden no presupuesta para la actividad un importe específico asociado a activos pendientes de incluir en el Régimen Retributivo, dentro del epígrafe "Escenario previsto de ingresos y costes en 2017 y 2018" (pág. 46 de la Memoria) se indican sendas partidas de 25 y 12 millones de € asociadas al concepto "Retribuciones Pendientes de Reconocer". A los 37 millones de € indicados, además, habría que añadir, al menos, los 4,4 millones de € de retribución de 2018 correspondientes a las adquisiciones de 2015 y 2016 de gas colchón del AASS de Yela que erróneamente consideraba retribución definitiva la Propuesta de Orden.

Comparando dichas cifras con el importe presupuestado por esta Comisión para las actividades de transporte, regasificación y AASS (42,8 millones de €), se observa una diferencia de 1,4 millones de €.

5.8 Sobre la retribución de la Actividad de Distribución

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial expone las necesidades económicas de la actividad de distribución en el Epígrafe 7.

La retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de distribución está compuesta de seis conceptos: la Retribución 2018 de los Activos, la Retribución 2018 del extracoste de territorios insulares[20], así como los ajustes por desvíos de los dos conceptos anteriores para los ejercicios 2016 y 2017.

[19] La propuesta ha considerado las cantidades de gas regasificado y GNL cargado en cisternas de 2017 (165.020.589 MWh y 11.030.380 MWh) en vez de los valores de 2018 (166.651.833 MWh y 12.008.177 MWh), posiblemente por un error de actualización.

[20] 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

En relación con la propuesta de retribución para la actividad de distribución, en primer lugar, se propone que las correcciones de las retribuciones de distribución de ejercicios pasados (2016 y 2017) sean liquidadas en el ejercicio 2017.

Para ello, se plantea que en el Cuadro del apartado 1 del Anexo I se modifique el título de la columna "Revisión 2017-2016 (€)" añadiendo "a liquidar en 2017".

De esta forma se eliminaría la asimetría existente en el trato dado por el sistema de liquidaciones a los ajustes de retribución con el transporte, la regasificación y el almacenamiento subterráneo, cuyos ajustes de retribución por RCS son liquidados en el año que finaliza en vez de en el año que empieza.

Además, los desajustes temporales resultantes en cada ejercicio estarían más acordes con la realidad, señalar a modo de ejemplo, que:

- La Orden IET/2736/2015 estableció una minoración conjunta de 64,3 millones de € para la retribución de los años 2014 y 2015 que se liquidó en el ejercicio 2016, cuando dicha minoración hubiera compensado ampliamente el déficit de 27,2 Millones de € resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2015.

- La Orden ETU/1977/2016 estableció una minoración conjunta de 56,7 millones de € para la retribución de los años 2015 y 2016 que se está liquidando en el ejercicio 2017, cuando dicha minoración hubiera contribuido a reducir el déficit de 90,0 Millones de € resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2016.

En segundo lugar, y a la vista de los desfases recurrentes entre las demandas previstas y las demandas reales que se producen cada año (que generan las correcciones a la baja señaladas anteriormente), se propone que el cálculo de la retribución provisional de distribución para años futuros se realice teniendo en cuenta el gas vehiculado facturado declarado en el sistema de liquidaciones.

Al objeto de limitar la disparidad presupuestaria derivada del momento de cálculo, y dado que esta Comisión realiza su Propuesta de Retribución en octubre, se propone que las retribuciones provisionales de los años "n" y "n+1", calculadas en el año "n", se determinen con las demandas facturadas entre octubre del año "n-1" y septiembre del año "n", ambas incluidas, y con los puntos de suministro declarados en septiembre del año "n"

En tercer lugar, señalar que para poder hacer un análisis adecuado de los cálculos realizados en la Propuesta de Orden, sería necesario que en la

Memoria se reflejaran, como en años anteriores, un mayor detalle de las variables que intervienen en el cálculo:

- Información relativa al número de puntos de suministro a 31 de diciembre que se han considerado cada año y su imputación a cada una de las empresas distribuidoras. Al presentar solamente el número medio de puntos de suministro de cada año, se dificulta la trazabilidad de los cálculos realizados.

- También sería conveniente que se indicara cómo se determinan las demandas de los años 2017 y 2018 por peaje para cada una de las empresas distribuidoras.

De hecho, está Comisión en relación con los cálculos realizados solo puede indicar lo siguiente:

a) Las demandas consideradas para los años 2015 y 2016 en los cálculos de la Retribución 2016 coinciden con los valores disponibles por esta Comisión a través del Sistema de Liquidaciones.

b) No es posible deducir, ni trazar, el cálculo del número medio puntos de suministro.

c) El número medio puntos de suministro en municipios de gasificación reciente (con gas desde hace 5 años o menos) para 2015 y 2016 no coincide con el valor que resultaría de utilizar los para los años 2015, 2016, 2017 y 2018.

d) No es posible deducir, ni trazar, las demandas para los años 2017 y 2018 asociadas a los peajes 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 para cada una de las empresas distribuidoras, si bien los valores totales, en general, coinciden con las previsiones realizadas por la Propuesta para el conjunto del sector, que en estos niveles de presión son vehiculados en su totalidad por empresas distribuidoras

e) No es posible deducir, ni trazar, las demandas para los años 2017 y 2018, asociadas a los peajes 3.5 y grupo 2 para cada una de las empresas distribuidoras.

   Si bien se ha observado que los valores totales para los años 2017 y 2018 asociadas a los peajes 3.5 y grupo 2 coinciden con las previsiones realizadas por la Propuesta para el conjunto del sector.

   En consecuencia, se está imputando un volumen de gas mayor (entre el 2,5% y el 3,5%) al que realmente vehicularan las empresas

distribuidoras ya que se les está asignado el volumen de gas que vehiculan las empresas transportistas en el grupo 2. Esto implicaría que se ha determinado una retribución mayor de lo que les corresponde por el gas vehiculado a puntos de suministro con peajes 3.5 y grupo 2

f) El valor definitivo del extracoste de GLP para 2016 recogido en la Propuesta de Orden coincide con el importe calculado por esta Comisión. Asimismo, esta Comisión ha podido reproducir los valores provisionales de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2017 y 2018.

En conclusión, en términos generales, los cálculos para determinar la retribución de la distribución no son trazables, ni reproducibles, a partir de la información contenida en la Memoria.

En quinto lugar, señalar que la Propuesta de Orden aplica dos mecanismos diferentes 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.

- En el primer mecanismo, se aplica la metodología que emana de la propia Ley 18/2014 y la Orden IET/2355/2014 que la desarrolla y/o complementa consistente en:
  a) Determinar el valor de las redes de distribución en función del nº de puntos de suministro y gas vehiculado en 2013 aplicando para ello una retribución unitaria media del sector:

     - 112,1823746 €/Pto Suministro conectado a Redes de P<4 bar;
     - 5,0670057 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar;
     - 1,664344 €/MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar;

  b) Valorar las variaciones desde entonces de acuerdo con nuevas retribuciones unitarias comunes a todo el sector:

     - 50 €/Variación del Nº Medio de Ptos Suministro conectados a Redes de P<4 bar y consumo inferior a 80 GWh/año (70 € si es en municipios de reciente gasificación);
     - 7,5 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual inferior a 50 MWh/año
     - 4,5 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual entre 50 MWh/año y 80 GWh/año

- 1,25 €/MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar y por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual superior 80 GWh/año

- En el segundo mecanismo, se realiza de manera provisional hasta disponer de la información necesaria, un reparto de la retribución aplicando los siguientes pasos:

  a) Se reparte la retribución en tres grandes partidas aplicando los porcentajes que se tuvieron en cuenta para determinar los valores de retribución unitaria media del sector que se aplicaron en 2013:

     - 60% de la Retribución se asocia a los Puntos de Suministro conectados a Redes de P<4 bar;
     - 25% de la Retribución se asocia a los MWh suministrados por Redes de P<4 bar;
     - 15% de la Retribución se asocia a los MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar;

  b) Reparto proporcional de dichas partidas entre las zonas/redes de distribución en función del número de Puntos de Suministro o MWh suministrado que los caracterizan.

Se considera que el segundo mecanismo no recoge 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, 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 correspondería.

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 €[21].

De hecho, cuando no se dispone de la información necesaria para aplicar el primer mecanismo, se razona que el mejor estimador de la retribución asociada a una red de distribución sería la aplicación de la retribución unitaria media del sector utilizada en 2013. Tomando el ejemplo anterior, la retribución provisional sería 356.586,80 € (214.250,66 MWh x 1,664344 €/MWh)

[21] La red suministró 285.842,95 MWh en 2013 y 214.250,66 MWh en 2015 de acuerdo con la información del sistema de liquidaciones

En resumen, se considera necesario que las retribuciones asociadas a escisiones y traspasos de redes sean calculadas de acuerdo con el mecanismo que emana de la propia Ley 18/2014, y en caso de carecer de toda información necesaria, se determinen de manera provisional aplicando la retribución unitaria media del sector utilizada en 2013.

En línea con lo anterior, señalar que la inclusión en el Anexo I del inciso que advierte del estado provisional de las retribuciones de las empresas distribuidoras del grupo Gas Natural sdg es acertada hasta disponer de la información necesaria para el cálculo correcto de las mismas.

A la vista de las consideraciones anteriores, y al objeto de poder realizar un contraste de los cálculos de la Propuesta de Orden, se ha calculado la retribución de 2018 y los ajustes de las retribuciones de 2016 y 2017 bajo los siguientes supuestos:

a) Hasta 2016, se utiliza la información relativa a demanda y puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones

b) Se toman en consideración el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2015 y 2016 recogidos en el informe “Propuesta a la DGPEyM de los municipios de gasificación reciente para el año 2016” (INF/DE/127/17)

c) El nº de puntos de suministro en municipios ya gasificados a 31 de diciembre de 2016, se obtiene detrayendo del nº de puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.

d) Para los años 2017 y 2018 se toman las previsiones de demanda y variación del nº medio de puntos de suministro previstos por la Propuesta de Orden

e) Se toman los valores de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2016, 2017 y 2018.

De esta forma, por un lado, los ajustes de retribución de 2016 estarán calculados de acuerdo con los datos definitivos, y, por otro lado, el ajuste de retribución 2017 y la retribución 2018 se habrán calculado de acuerdo con las previsiones de evolución contenidas en la Propuesta de Orden.

Por último, tal y como puede verse en el cuadro adjunto, las diferencias entre la Propuesta de Orden y los cálculos realizados por esta Comisión son relevantes

en las partidas cuyos valores son estimaciones, al estar pendientes de su inclusión, o no, en el régimen retributivo.

Cuadro 20. Comparación Retribución 2018 y Correcciones a Liquidar en 2017 de la Actividad de Distribución prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2017 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	**1.352,8**	**1.353,2**	**-0,43**
Retribución 2017	1.390,96	1.394,05	-3,09
Desvios Retribución 2016	-35,50	-36,46	0,96
Desvios Retribución 2015	-4,39	-5,94	1,54
Extracoste 2017	0,88	0,93	-0,05
Desvios Extracoste 2016	0,80	0,61	0,19
Desvios Extracoste 2015	0,05	0,04	0,01
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	**0,00**	**0,10**	**-0,10**
Suministro a Tarifa	0,00	0,10	-0,10
Retribución Específica Distribución	0,00	0,00	0,00
Total	**1.352,80**	**1.353,33**	**-0,53**

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

5.9 Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2018

En el Cuadro 21 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden y por la CNMC para el ejercicio 2018.

Se observa que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2018 ascienden a 3.026,9 M€, mientras que los costes ascienden a 3.017,0 M€, por lo que se produciría un desajuste positivo en la liquidación de las actividades reguladas de 9,9 M€.

No obstante, se indica que, se han observado, como se ha comentado anteriormente, erratas en el procedimiento de facturación utilizado para estimar los ingresos de las actividades reguladas para 2018 que reducirían los ingresos previstos para dicho ejercicio en 55 M€. Por tanto, si se tienen en cuenta las consideraciones anteriores el ejercicio 2018 presentaría un desajuste negativo de 45,2 M€.

De acuerdo con el escenario de previsión de la CNMC para 2018 y considerando los costes resultantes de las comprobaciones de la CNMC se produciría un desajuste negativo de 99,2 M€.

Cuadro 21. Costes, ingresos y déficit previstos para el ejercicio 2018, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y según la CNMC

	Previsión 2018		
	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden corregida	CNMC
Costes regulados (M€) (A)	3.017,0	3.017,0	3.056,1
Ingresos regulados (M€) (B)	3.026,9	2.971,8	2.956,9
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	9,9	- 45,2	- 99,2

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

6 Consideraciones particulares

6.1 Artículo 1. Objeto

6.1.1 Sobre los peajes del Grupo 3

El artículo 1.3 de la propuesta de Orden establece que los importes antes de impuestos de los peajes y cánones aplicados por el uso de las instalaciones de la red básica, de transporte secundario y de distribución de gas natural, en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los establecidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en la Orden IET/2445/2014, de 19 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 y en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

El artículo 66.b de la Ley 18/2014 establece que la cantidad a recuperar por el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

En aplicación de lo anterior, la Orden IET/2445/2014 incrementó el término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución en 0,047353 c€/kWh, manteniendo las órdenes ITC/2736/2015 y ETU/1977/2016

dicho valor al no modificar los peajes aplicables al grupo 3, ni establecer ninguna disposición al respecto.

Cabe señalar que, en aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria segunda de la citada Orden IET/2445/2014, el término de conducción de los consumidores conectados a planta satélite se calcula multiplicando el término de conducción general por unos coeficientes que se sitúan entre el 0,324 para el peaje 3.5 y el 0,612 para el peaje 3.1.

Por tanto, el recargo incluido en los peajes aplicables a las plantas satélite será únicamente entre el 32,4% y el 61,2% del recargo aplicado a los consumidores no conectados a planta satélite, lo que implicará que el recargo aplicado sea diferente en función del tipo de consumidor considerado.

Por otra parte, tanto la Orden IET/2445/2014 como las órdenes IET/2736/2015, ETU/1977/2016 y la propuesta de Orden objeto de informe establecen que los desvíos de recaudación anual que sean consecuencia de valores diferentes entre las ventas reales y estimadas se tendrán en cuenta en el cálculo de años posteriores.

En el Cuadro 22, Cuadro 23 y Cuadro 24 se comparan los ingresos asociados a la recuperación del laudo por los consumidores del Grupo 3 con los costes del laudo correspondientes a los ejercicios 2015 y 2016 y los previstos para 2017. En el ejercicio 2017 se ha considerado el escenario de demanda de la CNMC, dado que el escenario aportado en la propuesta de Orden no distingue entre los consumidores suministrados desde plantas satélite y los suministrados desde la red transporte–distribución.

Se observa que, en el ejercicio 2015 la recaudación fue 4.617 miles de € inferior a la anualidad imputada, en el ejercicio 2016 fue 2.705 miles de € inferior a la anualidad imputada y se prevé que en el ejercicio 2017 sea 2.845 miles de € inferior.

Cuadro 22 Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2015 y coste asociado.

	Peaje General			Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coeficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	***62.852.867***		***29.762,7***	***753.186***			***212,5***	***29.975,3***
3.1	10.208.412	0,047353	4.834,0	128.920	0,612	0,028980	37,4	4.871,4
3.2	26.097.315	0,047353	12.357,9	188.045	0,615	0,029122	54,8	12.412,6
3.3	1.472.348	0,047353	697,2	14.922	0,616	0,029169	4,4	701,6
3.4	20.810.658	0,047353	9.854,5	272.883	0,722	0,034189	93,3	9.947,8
3.5	4.264.133	0,047353	2.019,2	148.415	0,324	0,015342	22,8	2.042,0
Importe del Laudo (miles €)								***34.592,4***
Diferencia (miles €)								***- 4.617,2***

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Cuadro 23. Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2016 y coste asociado

	Peaje General			Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coeficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	***66.020.308***		***31.262,6***	***874.530***			***257,7***	***31.520,3***
3.1	10.840.826	0,047353	5.133,5	158.453	0,612	0,028980	45,9	5.179,4
3.2	26.796.542	0,047353	12.689,0	277.649	0,615	0,029122	80,9	12.769,8
3.3	1.592.729	0,047353	754,2	18.243	0,616	0,029169	5,3	759,5
3.4	22.213.536	0,047353	10.518,8	324.443	0,722	0,034189	110,9	10.629,7
3.5	4.576.675	0,047353	2.167,2	95.742	0,324	0,015342	14,7	2.181,9
Importe del Laudo (miles €)								***34.225,6***
Diferencia (miles €)								***- 2.705,3***

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Cuadro 24. Estimación de los ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2017, según la propuesta de Orden, y según el escenario de demanda de la CNMC

	Peaje General			Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coeficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	***64.902.760***		***30.733,4***	***967.405***			***280,3***	***31.013,7***
3.1	11.069.889	0,047353	5.241,9	181.450	0,612	0,028980	52,6	5.294,5
3.2	25.637.821	0,047353	12.140,3	332.952	0,615	0,029122	97,0	12.237,2
3.3	1.560.664	0,047353	739,0	20.257	0,616	0,029169	5,9	744,9
3.4	21.927.499	0,047353	10.383,3	310.043	0,722	0,034189	106,0	10.489,3
3.5	4.706.887	0,047353	2.228,9	122.704	0,324	0,015342	18,8	2.247,7
Importe del Laudo (miles €)								***33.858,7***
Diferencia (miles €)								***- 2.845,0***

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Teniendo en cuenta que el importe del Laudo debe recuperarse de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción, conforme establece el artículo 66.b de la Ley 18/2014, el importe a considerar en el ejercicio 2018 debe incluir la correspondiente anualidad (amortización de principal e intereses), más los desvíos de los ejercicio 2015, 2016 y previstos para 2017.

La propuesta de Orden mantiene los peajes de los consumidores del Grupo 3, si bien ni la demanda de este colectivo ni el importe a recuperar se corresponden con los de los ejercicios 2015 y 2016.

Esta Sala considera, por una parte, que el procedimiento de cálculo utilizado en la Orden IET/2445/2014 podría vulnerar lo establecido en el Ley 18/2014, por lo se debería revisar a los efectos de garantizar que a todos los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar se les aplica el mismo recargo, independientemente de si se encuentran conectados a la red transporte-distribución o a una planta satélite. Por otra parte, se hace necesario recalcular el coste unitario correspondiente al Laudo en coherencia con el coste a recuperar y la demanda del grupo 3 previstos para 2017 y para 2018.

En consecuencia, se propone modificar los peajes de transporte y distribución aplicables a estos consumidores.

En particular, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se propone proceder de la siguiente manera:

1) Minorar el término variable de los peajes del Grupo 3 establecidos en la Orden IET/2445/2014 por el importe del Laudo correspondiente al ejercicio 2015 (0,047353 c€/kWh).
2) Establecer el coste unitario del Laudo correspondiente al ejercicio 2018, teniendo en cuenta la anualidad del ejercicio 2018 más los desvíos y la demanda prevista para los consumidores del Grupo 3.
3) Establecer un nuevo término variable de los peajes del Grupo 3 de aplicación a los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución, resultado de añadir el nuevo coste unitario correspondiente al laudo (punto 2) al término variable resultante de restar a los términos variables de la Orden IET/2445/2014 el coste del Laudo correspondiente al ejercicio 2015 (del punto 1).
4) Incluir una nueva disposición transitoria que establezca que los términos variables de los consumidores suministrados desde las plantas satélites son el resultado de añadir al término de conducción del Grupo 3, descontado el Laudo, multiplicado por los coeficientes C que corresponda, el recargo asociado al Laudo.

En el Cuadro 25, se muestran el término variable del grupo 3 a incluir en la Orden, resultado de las anteriores consideraciones.

Cuadro 25. Peajes del Grupo 3 para 2018

Anualidad del Laudo (A)	33.544.847
Desvio Ejercicio 2015 (B)	4.617.187
Desvio Ejercicio 2016 (C)	2.705.251
Desvio Ejercicio 2017 (D)	2.844.983
TOTAL (A) + (B) + (C) + (D)	***43.712.269***
Demanda Grupo 3 de la propuesta de Orden (MWh) (B)	67.013.654
Coste unitario del Laudo 2018 (c€/kWh) (C)/(B)	0,065229

				Peaje general			Planta satélite			
	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [1]	Coste unitario del Laudo (c€/kWh) [2]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3] = [1] - [2]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3]	Coste unitario del Laudo 2018 (c€/kWh) [4]	Término variable 2018 (c€/kWh) [3] + [4]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3]	Coeficiente aplicable [4]	Coste unitario del Laudo 2018 (c€/kWh) [5]	Término variable 2018 (c€/kWh) [3] * [4] + [5]
3.1	2,9287	0,047353	2,881347	2,881347	0,065229	2,9466	2,9287	0,612	0,065229	1,858
3.2	2,2413	0,047353	2,193947	2,193947	0,065229	2,2592	2,2413	0,615	0,065229	1,444
3.3	1,6117	0,047353	1,564347	1,564347	0,065229	1,6296	1,6117	0,616	0,065229	1,058
3.4	1,3012	0,047353	1,253847	1,253847	0,065229	1,3191	1,3012	0,722	0,065229	1,005
3.5	0,201	0,047353	0,153647	0,153647	0,065229	0,2189	0,201	0,324	0,065229	0,130

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, Orden ETU/1977/2016 y CNMC

En el Cuadro 26 se muestra que como resultado de lo anterior es necesario incrementar el término variable del peaje del grupo 3 de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución entre un 0,61% y un 8,89%, mientras que en el caso de los consumidores conectados a las plantas satélites es necesario incrementar el termino variable entre un 3,64% y un 100,16%.

Cuadro 26. Términos variables aplicables al grupo 3 considerados en la propuesta de Orden y resultante de aplicar la Ley 18/2014, en lo referente al desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente de Argelia

	Peaje general			Planta satélite		
	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [1]	Término variable aplicable 2018 (c€/kWh) [2]	Tasa de variación de [2] sobre [1]	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [3]	Término variable aplicable 2018 (c€/kWh) [4]	Tasa de variación de [4] sobre [3]
3.1	2,9287	2,9466	0,61%	1,7924	1,8576	3,64%
3.2	2,2413	2,2592	0,80%	1,3784	1,4436	4,73%
3.3	1,6117	1,6296	1,11%	0,9928	1,0580	6,57%
3.4	1,3012	1,3191	1,37%	0,9395	1,0047	6,94%
3.5	0,2010	0,2189	8,89%	0,0651	0,1304	100,16%

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, Orden ETU/1977/2016 y CNMC

6.1.2 Sobre la revisión de la retribución de las actividades de transporte y regasificación en el semiperiodo 2018-2020

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo establece que el objeto de la propuesta de Orden es la determinación de la retribución de las de las empresas que realizan actividades reguladas y los peajes y cánones en vigor a partir del 1 de enero de 2018.

El mismo artículo señala que el Anexo I de la Propuesta de Orden incluye tanto la retribución para el año 2018 como los ajustes de las retribuciones de los años precedentes, calculadas todas ellas conforme a las fórmulas publicadas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

No obstante, de acuerdo con el apartado tercero del artículo, las retribuciones por disponibilidad (RD) de 2018 tienen carácter provisional hasta que mediante Orden Ministerial se publiquen los valores unitarios definitivos de inversión y de operación y mantenimiento, una vez que la CNMC haya aprobado el informe al respecto recogido en el mandatado en la Disposición Adicional Única de la Orden IET/389/2015.

Por último, señala que los importes antes de impuestos de los peajes y cánones aplicados por el uso de las instalaciones de la red básica, de transporte secundario y de distribución de gas natural, en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los establecidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

Consideraciones de la CNMC

El artículo 60.2, de la Ley 18/2014, establece que cada tres años se podrán ajustar, para el resto del periodo regulatorio, los parámetros retributivos en el caso de que existan variaciones significativas de las partidas ingresos y costes.

Por otro lado, el artículo 61, de la citada Ley, establece que se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase en una cantidad negativa.

En el cuadro adjunto se recoge la evolución en el periodo 2015-2017 (real/prevista) de Ingresos, Costes, Déficit/superávit anual y Deuda acumulada pendiente de pago a 31 de diciembre de cada año.

Cuadro 27. Evolución de Ingresos, Costes, déficit/superávit anual y Deuda acumulada pendiente de pago en el periodo 2015-2017

En millones de €	Dato Real 2015	Dato Real 2016	Propuesta de Orden 2017
Total Ingresos Liquidables	**2.828,6**	**2.836,2**	**2.897,0**
Costes liquidables	**34,6**	**42,4**	
Retribución fija	**2.759,8**	**2.743,2**	
Retribución variable	**26,7**	**25,6**	
Pago DA 4 Orden IET/2445/2014 y DA 7 Orden IET/2736/2015	**34,7**	**34,3**	
Pago RD-Ley 13/2014		**80,7**	
Total Costes	**2.855,9**	**2.926,3**	**3.017,0**
Déficit del Sistema Gasista	**27,2**	**90,0**	**120,0**
% déficit/ Ingreso liquidable	0,96%	3,17%	4,14%

Fuente: Elaboración propia

En los años 2015 y 2016, con datos de las liquidaciones de cierre definitivas, se han alcanzado respectivamente unos déficits anuales de 27,2 y 90,0 millones de €, lo que supone un déficit del 0,96 % y del 3,17%, respectivamente, de los ingresos liquidables de cada año. La Propuesta de Orden estima un déficit para 2017 de 120 millones de €, lo que puede suponer un déficit del 4,14 % de los ingresos liquidables de dicho año.

Además de los desajustes anuales observados entre ingresos y costes desde 2014, el saldo de la deuda acumulada del sistema gasista pendiente de pago a finales de 2017 ascendería a 3.526 millones de euros, incluyendo en este montante los pagos por principal e intereses correspondientes a los déficits de 2014 a 2016 (1.140 M€), al laudo de París (67 M€), al Real Decreto Ley 13/2014 relacionado con el almacenamiento subterráneo Castor (2.258 M€) y a la STS 2278/2016, de 24 de octubre (61 M€).

Los desajustes observados entre los ingresos y los costes anuales desde 2014 podrían justificar la necesidad de un ajuste futuro de las retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista, incluido el de los valores unitarios previsto en el artículo 60.2, de la Ley 18/2014.

En otro orden de ideas, señalar que, tal y como se ha indicado en apartados anteriores, se considera necesario incluir como objeto de esta Orden:

1) La determinación de las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida a partir del 1 de enero de 2018.

2) Indicación de que los derechos de acometida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los publicados en la Orden IET/2445/2014.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta de texto alternativo al Artículo 1:

> ***Artículo 1.*** *Objeto.*
>
> *1. El objeto de esta orden es establecer la retribución de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural y la determinación de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en vigor a partir del 1 de enero de 2018~~.~~, así como las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida en vigor a partir del 1 de enero de 2018.*
>
> *2. Las retribuciones reguladas del sector gasista para el año 2018 que se incluyen en el anexo I de la presente orden han sido calculadas conforme a las fórmulas publicadas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*
>
> *Junto a la retribución aplicable para el año 2018, se recogen los ajustes de las retribuciones de los años precedentes resultantes de la aplicación de las metodologías recogidas en los anexos X y XI de la Ley18/2014, de 15 de octubre, así como un listado con las retribuciones provisionales de las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2017 y que no cuentan con retribución definitiva reconocida.*
>
> *3. Las retribuciones por disponibilidad (RD) en vigor a partir del 1 de enero de 2018 devengadas por las actividades de transporte y regasificación tienen carácter provisiona hasta que, mediante Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se publiquen los valores unitarios definitivos de inversión y de operación y mantenimiento, una vez que la Comisión de los Mercados y la Competencia haya aprobado el informe al respecto mandatado en la disposición adicional única de la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.*

Una vez aprobados los valores unitarios definitivos y mediante Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se procederá a fijar las retribuciones definitivas que serán incluidas en el régimen de liquidaciones con efectos desde el 1 de enero de 2018

Hasta que no se publiquen los valores unitarios definitivos, para el cálculo de las retribuciones se emplearán con carácter provisional los publicados en los anexos V y VII de la Orden IET/2446/2013, de 27 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.

4. Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones aplicados por el uso de las instalaciones de la red básica, de transporte secundario y de distribución de gas natural, en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los establecidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en la Orden IET/2445/2014, de 19 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 y en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

5 Las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida en vigor a partir del 1 de enero de 2018 se incluyen en el Anexo II.

6. Los derechos de acometida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los publicados en la Orden IET/2445/2014, de 19 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.

6.2 Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos

El artículo 2 de la propuesta de Orden establece en 23.966.250 € la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema para 2018, cantidad similar a la establecida para 2017 en la Orden ETU/1977/2016. Esta cantidad coincide con la base de retribución del GTS de la *"Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema"* (INF/DE/015/15), que fue aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 23 de junio de 2015, y remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) en fecha 1 de julio de 2015, de 22.825.000 euros, incrementada en un 5%. No obstante, esta retribución tiene carácter provisional y podrá ser modificada una vez sea aprobada la metodología para el cálculo de la retribución del GTS.

En relación a esta propuesta de retribución provisional, esta Comisión se remite a lo señalado en el *"Acuerdo por el que se emite informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de*

los ejercicios 2017 y 2018" (INF/DE/119/17). En este informe la CNMC propuso, en aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 30 de mayo de 2017, la información reportada a través de la Circular 5/2009, y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios 2015 y 2016, un incremento en 1.333.876 € de la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2018 por el desempeño de nuevas funciones asignadas por la regulación, pasando de 22.825.000 euros a 24.158.876 euros (incremento del 0,8% respecto a la retribución establecida en la Orden ETU/1977/2016), pudiendo variar esta cuantía en un +/-5% en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

En todo caso esta Comisión reitera, de forma consistente con lo señalado respecto a la retribución provisional del Operador del Sistema en el "*Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica* (IPN/CNMC/045/17)", la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

6.3 Artículo 3. 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 (0,0171 €/kWh) como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministran gases manufacturados en los territorios insulares.

Consideraciones de la CNMC

La Orden ETU/1977/2016 modificó el precio de cesión de 0,035 €/kWh al ahora vigente 0,0171 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, en otras palabras, que el precio del propano era más barato que el precio del gas natural considerado para el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

Al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares, la Propuesta de Orden previa

propuso un nuevo precio de cesión, si bien en la Memoria no se justifica cómo se había obtenido el nuevo precio y si éste se ajustaba o tenía equiparación con el precio de productos equivalentes.

Esta Comisión señaló que era necesario reflejar la metodología de cálculo adoptada y los valores considerados para las variables de la misma ya que existían elementos regulatorios suficientes para determinar un precio ajustado a una metodología transparente y reproducible.

Posteriormente, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, establece por primera vez una metodología de cálculo de la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, cuya metodología actual se recoge en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio.

Tras 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 actual[22], esta Comisión 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 junio[23].

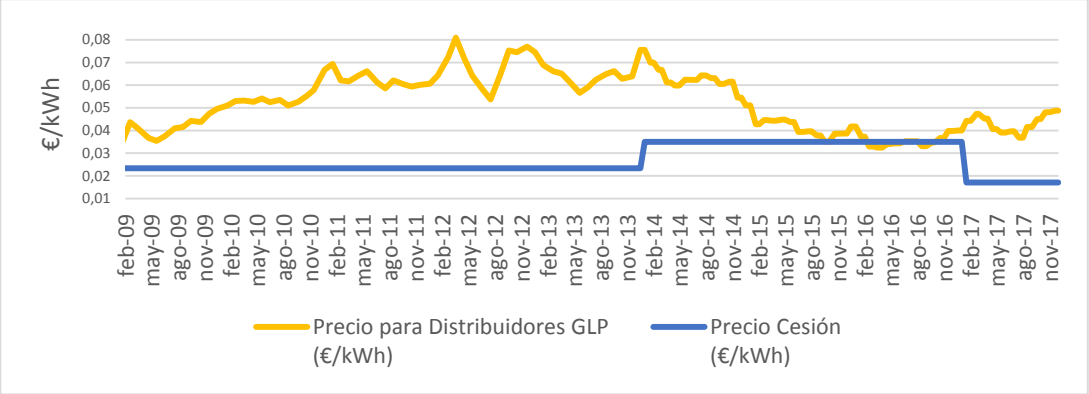
De acuerdo con lo anterior, la media de los últimos 12 meses (ene-dic 2017) del precio de materia prima es 19,61 €/MWh, por tanto, este debería ser el nuevo precio de cesión.

[22] Orden ITC/3992/2006, Orden ITC/3861/2007, Orden ITC/2857/2008, y Orden ITC/1660/2009

[23] 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[23], (3) los términos variables de la tarifa[23] y (4) la prima por riesgo de cantidad (PQR) que afecta a los meses invernales y refleja el sobrecoste 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.

Cuadro 28. Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural



Fuente: Elaboración propia

Además, señalar que para evitar que los precios de adquisición de GLP que obtienen los distribuidores que suministran gases manufacturados en los territorios insulares sean dispares al precio regulado para los distribuidores de GLP por canalización, la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo[24], introdujo en su Disposición Transitoria Segunda que el precio de venta a ambos tipos de empresa sea el mismo en dichos territorios.

Al objeto de evitar la dispersión normativa y facilitar la consulta de la regulación vigente a todos los agentes del sector se considerara más adecuado que la propuesta de Orden incluyera en este Artículo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden IET/389/2015.

No obstante, en relación con lo dispuesto en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden IET/389/2015, se considera que 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.

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, por otro lado, que el modelo actual no genera un incentivo a la distribuidora para conseguir un mejor precio de GLP, ya que se le reconoce el sobrecoste incurrido. Una medida para incentivar al distribuidor

[24] 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

sería retribuirle con el 50% del ahorro generado en la adquisición de GLP, tomando como referencia el coste regulado para GLP canalizado.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 3:

> ***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. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en los territorios insulares será de ~~0,0171~~ 0,01961 €/kWh.*
>
> *3. 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.*
>
> *4. 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.*

6.4 Artículo 4. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece la retribución provisional transitoria para 2018 de la planta de regasificación de El Musel por los conceptos de retribución financiera (19.440.979,78 €) y costes de O&M (4.164.544,80 €).

Asimismo, establece la retribución definitiva por operación y mantenimiento se aprobará, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia, una vez que se disponga de las correspondientes auditorias, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.

Consideraciones de la CNMC

Se considera conveniente resaltar el carácter provisional de ambas retribuciones transitorias y que, en esencia, no la retribución de El Musel no es una Retribución por Disponibilidad tal y como la define la Ley 18/2014.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como las realizadas en el epígrafe 5.7 de este informe, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 8:

> ***Artículo 4.*** *Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel.*
>
> *1. La retribución ~~por disponibilidad~~ provisional de la planta de regasificación de el Musel, a percibir por Enagas Transporte, S.A.U. para el año 2018 comprende una retribución transitoria financiera de 19.440.979,78 € y una retribución en concepto de costes de operación y mantenimiento provisionales de 4.164.544,80 €.*
>
> *2. La retribución definitiva por operación y mantenimiento se aprobará, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia, una vez que se disponga de las correspondientes auditorias, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.*

6.5 Artículo 5. Reconocimiento de retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece el importe y cómo deben ser liquidados varios conceptos retributivos, definitivos y provisionales, relacionados con el AASS de Castor tal y como dispone el Real Decreto-ley 13/2014, en concreto:

1. El importe anual de 80.664.725 € en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014

2. La retribución provisional por costes de O&M (15.718.229) para 2017

Consideraciones de la CNMC

La retribución del AASS de Castor está regulada por el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.

El Artículo 5 de la Propuesta de Orden tiene en cuenta esta circunstancia y recoge todos los costes retributivos asociados al AASS Castor: (1) los derechos de cobro en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por razón de la obligación de pago prevista en el artículo 4.2 del citado Real Decreto-ley; y (2) los costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento de ENAGAS Transportista, S.A. derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del citado Real Decreto-ley.

No obstante lo anterior, hay que señalar que puede producir cierta confusión que en el apartado 3 del Artículo 9 de la Propuesta de Orden se indique que los importes recogidos en el citado Artículo se incluyen en el Anexo I, puesto que, de acuerdo con el Artículo 1.2, el Anexo I recoge las retribuciones reguladas para 2017 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, norma que explícitamente excluye al AASS Castor en su aplicación.

En consecuencia, para evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar cualquier referencia a los costes asociados al AASS de Castor recogida en el Anexo I.

Asimismo, señalar que el procedimiento propuesto para el reconocimiento de la retribución definitiva por O&M de 2018 por la hibernación del AASS Castor a reconocer a ENAGÁS TRANSPORTE en aplicación del apartado 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014 (segundo inciso del apartado 3 del Articulo) difiere de la práctica general utilizada para el resto de instalaciones y conceptos retributivos del sector gasista.

En relación con el reconocimiento definitivo de la retribución, ha de recordarse que, además del procedimiento establecido para las instalaciones “estándar” de transporte y regasificación[25], esta Comisión debe remitir, tras analizar las auditorías pertinentes, su propuesta de retribución de costes de O&M definitivos y provisionales de los AASS[26] y, en el caso de las instalaciones singulares de transporte y regasificación, su reconocimiento debe ser aprobado por Orden Ministerial previo informe de la Comisión[27]. Tratamiento similar

[25] La retribución de los costes de O&M se establecen aplicando valores unitarios estándar por Resolución previo informe preceptivo de esta Comisión.
[26] 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
[27] Artículo 5 Real Decreto 326/2008 y artículo 5 de la Orden ITC/3993/2006.

tienen otras instalaciones hibernadas como la Planta de El Musel[28], donde la retribución definitiva por O&M se aprueba previa propuesta de esta Comisión.

Por todo ello, resulta conveniente que se refleje claramente que esta Comisión participará, con propuesta o informe previo, en la determinación de la retribución definitiva de los costes de O&M del AASS Castor. Dicho esto, y en base a la experiencia adquirida en los procedimientos de reconocimiento de costes auditados, es preferible que esta Comisión remita propuesta de retribución como en el caso de los AASS y la Planta de El Musel, ya que los trabajos de análisis de la información aportada por las empresas no se verían afectados por los tiempos ajustados para la información de propuestas normativas como esta Orden.

Por último, señalar una ligera discrepancia entre el importe recogido en el punto primero de este artículo (80.664.725 euros) y la cantidad indicada en el apartado 4.j del Anexo I (80.664.720 euros, que debería ser corregida.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como las realizadas en el epígrafe 5.6 de este informe, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 5:

> ***Artículo 5.*** *Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.*
>
> *1. En virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, se reconoce un importe de 80.664.725 euros a los titulares del derecho de cobro por parte del sistema gasista.*
>
> *2. De acuerdo a las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, se reconocen los costes provisionales de Operación y Mantenimiento a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. para el año 2017 por valor de 15.718.229 euros. Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia.*

[28] Artículo 6 de la Orden ETU/1977/2016 y artículo 4 de la presente Propuesta de Orden.

6.6 Artículo 6. Habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS, S.A

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo 6 de la Propuesta de Orden habilita a MIBGAS a negociar productos de transferencia de titularidad de gas con entrega en instalaciones no incluidas en el sistema gasista español.

También se establece que dicha actividad se enmarca fuera del sistema económico regulado de gas natural y por tanto no estarán retribuidas por el mismo, exigiéndose la separación contable con respecto al resto de actividades de la sociedad MIBGAS S.A, por tanto, debiendo la misma llevar cuentas separadas.

Consideraciones de la CNMC

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, ya incluía en su artículo 14.2, la posibilidad de que previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (remisión que debe entenderse referida al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital), se pudieran negociar, además de productos de corto plazo en el PVB, otros productos relativos a la cadena de suministro de gas en España, así como cualquier otro producto que se considere necesario.

> *"a) Productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.*
> *b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.*
> *c) Servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema.*
> *d) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.*
> *e) Cualquier otro producto que se considere necesario."*

En dicho artículo 14.2 también se establecía que en la misma Orden de habilitación se fijará, "*para cada nuevo producto a negociar, sus características, mecanismos de negociación y la forma de retribución del Operador del*

Mercado, en función de la naturaleza del mismo, así como las condiciones de separación de actividades, incluyendo la separación contable, que resulten exigibles".

El artículo 6 de la Propuesta de Orden establece una habilitación genérica a MIBGAS para ofrecer productos de transferencia de titularidad de gas con entrega en instalaciones no incluidas en el sistema gasista español.

Por tanto, no detalla cuales son las características específicas de los productos que puede negociar MIBGAS, según lo indicado por el artículo 14.2 del Real Decreto, ya que la habilitación aplicaría a todo tipo de productos, con cualquier horizonte temporal, y en cualquier país o ubicación externa al mercado español.

La propuesta establece que estos productos no estarán sometidos a la regulación sectorial específica del sistema gasista español, y que el Operador del Mercado no recibirá retribución alguna por parte del sistema, debiendo llevar cuentas separadas del resto de actividades.

En relación con la introducción de nuevos productos, el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), como su propio nombre indica, nace con vocación de ser el mercado de gas de referencia de España y Portugal, y en las reglas de mercado se establece la posibilidad de que se negocien, a través de la misma plataforma, productos con entrega en el punto de balance de Portugal.

El ámbito ibérico del mercado se ve también recogido en la participación en su accionariado de los Gestores técnicos de España y Portugal (ENAGAS-GTS y REN), así como del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, y del Operador do Mercado Ibérico (Portugal), según lo dispuesto en el artículo 65.ter de la Ley 34/1998 (incluido por la Ley 8/2015)[29].

La plataforma de mercado MIBGAS ha sido nominada por Portugal como plataforma de balance para la entrega de productos a corto plazo, de cara a la implementación del Reglamento europeo 312/2014, sobre el balance de las redes de transporte de gas, si bien transitoriamente, el balance se hace a través de subastas puntuales de compra o venta de gas, organizadas a través de OMIP- Polo Portugués.

[29] La suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., y en su caso, del Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. será igual al 30 por ciento. El peso relativo de la participación de dichas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

En el caso de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués, la suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad será del 20 por ciento. El peso relativo de la participación de ambas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

La CNMC también ha propuesto el establecimiento de un modelo de funcionamiento del mercado ibérico de gas con dos polos de negociación, empleando en la etapa inicial de integración un mecanismo de asignación implícita de una parte de la capacidad de interconexión, para su asignación conjunta con la casación de las ofertas de mercado ibérico de gas, mediante un mecanismo de generación de ofertas espejo. Una descripción más detallada de este modelo de funcionamiento del mercado ibérico se encuentra en el anexo del estudio realizado por la CNMC y ERSE en 2014[30].

Por otra parte, en el mercado mayorista europeo se está produciendo un proceso de integración de mercados y de plataformas de mercado, de manera que las plataformas de mercado más utilizadas ya ofertan la negociación de productos en varios mercados europeos.

Por todo lo anteriormente indicado, la CNMC considera positiva la habilitación a MIBGAS para negociar productos con entrega en instalaciones no incluidas en el sistema español, lo que permitirá, en una primera fase, la negociación de productos de transferencia de titularidad de gas con entrega en Portugal, y en una segunda fase, el acoplamiento del mercado a través del mecanismo indicado anteriormente con la asignación implícita de capacidad según lo establecido en la Circular 3/1017 de la CNMC.

No obstante, y a efectos de respetar lo dispuesto en el artículo 14.2 del Real Decreto 984/2015 sobre la habilitación al MINETAD para aprobar la negociación de nuevos productos, sería necesario detallar en la Orden las características concretas de los productos cuya negociación se habilita, pudiendo incluir, en una primera fase, la negociación de productos de transferencia de titularidad de gas con entrega en el sistema portugués, indicando su horizonte temporal.

6.7 Nuevo Artículo 7. Desajuste temporal de ingresos y gastos del año 2016

Si bien la propuesta de orden no hace referencia al desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2016, con fecha 30 de noviembre de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos de dicho ejercicio asciende a 90.014.120,64 €.

[30] Study about models for integration of the Spanish and Portuguese gas markets in a common Iberian Natural Gas Market, done by CNMC and ERSE, 6th of June 2014.

En consecuencia de lo anterior, resulta necesario proponer un tipo de interés definitivo a aplicar a este desajuste, así como establecer su anualidad correspondiente al año 2018.

En el Anexo I del "*Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*" (IPN/CNMC/044/17), se realiza el cálculo del tipo de interés definitivo a aplicar a la recuperación de este derecho de cobro, siguiendo la metodología desarrollada por la CNMC en su "*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*" (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014, obteniéndose un tipo de interés definitivo del 0,716%.

A través de la aplicación de dicho tipo de interés, la anualidad del año 2017 correspondiente al derecho de cobro del desajuste 2016 asciende a 1.583.745,43 € (1.529.006,98 € en concepto de amortización y 54.738,45 € en concepto de intereses), y la del año 2018 a 18.636.377,54 € (18.002.824,13 € en concepto de amortización y 633.553,41 € en concepto de intereses).

Teniendo en cuenta que la *"propuesta de orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia"* se encuentra en tramitación, y dado que no se conoce el plazo previsto para su aprobación, se considera necesario incorporar un nuevo artículo en la propuesta de orden 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 2018, con el siguiente contenido:

Artículo 7. Desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2016.

1. Se reconoce un desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio de 2016 de 90.014.120,64 €. Dicha cifra coincide con la aprobada en la Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2016, aprobada el 30 de noviembre de 2017 por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Este déficit se recuperará anualmente desde el 1 de diciembre de 2017 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva del año 2016) y hasta el 30 de noviembre de 2022.

3. Como tipo de interés definitivo en condiciones equivalentes a las del mercado se reconoce el valor 0,716 % propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. Las anualidades correspondientes, incluyendo la amortización y los intereses se incluyen en el anexo II de la presente disposición.

5. Las anualidades se repartirán entre las empresas titulares de los derechos de cobro, de forma proporcional a su porcentaje de titularidad.

6. Las anualidades de los años 2018 y siguientes se repartirán en 12 pagos mensuales iguales que se liquidarán como pago único en cada una de las doce primeras liquidaciones del año, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en los términos previstos en los artículos 66 y 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La anualidad del año 2017 se abonará en la primera liquidación disponible de dicho año, como un pago único.

7. Las anualidades y el período de recuperación podrán verse modificados en aplicación de lo establecido en el apartado 3 del artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Adicionalmente en el Anexo II de la Propuesta de Orden se debería recoger un cuadro con el cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste del ejercicio 2016, y otro cuadro con el reparto del desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2016 entre las empresas titulares del derecho de cobro:

Cuadro 29. Cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste del ejercicio 2016

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

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 Calculada (€)
2017	0,716%	90.014.120,64	54.738,45	1.529.006,98	**1.583.745,43**

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
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%	52.479.465	375.752,97	18.002.824,13	**18.378.577,10**
2021	0,716%	34.476.641	246.852,75	18.002.824,13	**18.249.676,88**
2022	0,716%	16.473.817	107.934,64	16.473.817,15	**16.581.751,79**

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 30. Importe de desajuste del ejercicio 2016 del sector gasista financiado por empresa

Empresa	Desajuste 2016 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	**36.165.918,95**	**Enagas**
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	35.248.033,08	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	917.885,87	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	**31.816.483,02**	**Gas Natural**
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	14.355.513,72	
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	4.466.960,93	
Gas Natural CEGAS, S.A.	4.063.048,80	
Gas Natural Andalucia, S.A.	2.250.839,81	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.420.997,55	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	2.324.363,60	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	203.775,73	
Gas Galicia SDG, S.A.	1.250.579,50	
Gas Navarra, S.A.	856.481,98	
Gas Natural Rioja, S.A.	431.927,03	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	191.994,37	
Grupo Redexis Gas, S.A.	**4.770.769,68**	**Redexis Gas**
Redexis Gas, S.A.	3.328.687,65	
Redexis Infraestructuras, S.L.	867.442,51	
Redexis Gas Murcia, S.A.	574.639,52	
Grupo Naturgas	**5.341.825,24**	**Naturgas**
Nortegas Energía Distribución, S.A.	5.319.516,57	
Tolosa Gasa, S.A.	22.308,67	
Grupo Gas Extremadura	**645.379,54**	**Gas Extremadura**
Gas Extremadura Transportista, S.L.	228.281,27	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	417.098,27	
Madrileña Red de Gas, S.A.	**4.562.102,26**	**Madrileña Red de Gas**
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	**3.103.168,20**	**Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)**
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	**1.800.843,44**	**Otros**
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	**1.704.873,96**	**Enagas (50%) y Otros (50%)**
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	**5.275,71**	**Otros**
MIBGAS, S.A.	**97.480,64**	**Otros (*)**
TOTAL (€)	**90.014.120,64**	-

Fuente: Elaboración propia
(*) Nota: Debido al elevado grado de dispersión de su accionariado, MIBGAS, S.A. se ha considerado íntegramente dentro del grupo "Otros", en lugar de contabilizar a sus accionistas dentro de cada grupo empresarial correspondiente.

Por último, se podrían incluir dos cuadros adicionales, con la cantidad que corresponde a cada titular del derecho de cobro, de la anualidad de 2017 y de

2018, de forma similar a los cuadros que se han incluido en el Anexo II del Déficit Acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del Desajuste 2015.

6.8 Disposición adicional primera. Cumplimiento de la sentencia firme 2278/2016 del Tribunal Supremo, de 24 de octubre de 2016.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta de Orden reconoce un importe 60.840.992€ a ENAGAS Transporte, S.A.U por las diferencias entre las retribuciones incluidas en la resolución de 26 de octubre de 2011 para las ampliaciones de la capacidad de emisión de las plantas de regasificación de Cartagena (puestas en servicio en los años 2003 y 2005) y Huelva (puesta en servicio en 2004) y las retribuciones que, según lo dispuesto en la Sentencia del Tribunal Supremo 2278/2016, de 24 de octubre de 2016, se debieron reconocer.

Dicho importe responde a las diferencias entre retribuciones correspondientes al período comprendido entre la fecha de puesta en marcha de las instalaciones y el año 2014 (año en el que desaparecen las discrepancias por el cambio de régimen retributivo) y los intereses legales devengados, teniendo en cuenta que la Resolución recurrida fue incluida en la liquidación 10/2011, dictada el 13 de diciembre de dicho año.

La Propuesta señala que entre los años 2018 y 2022, ambos incluidos, se reconocerá a ENAGAS Transporte, S.A.U. la quinta parte de la cantidad reconocida anualmente (12.168.198 €) como gasto liquidable, en forma de pago único en la segunda liquidación de cada ejercicio, con objeto de no afectar al equilibrio financiero del sistema gasista.

Consideraciones de la CNMC

En relación a este asunto, y una vez analizadas por esta Comisión la Sentencia 84/2014 de 29 de enero de 2014 del Tribunal Superior de Justicia de Madrid y la Sentencia firme 2278/2016 de 24 de octubre de 2016 del Tribunal Supremo de Madrid así como los cálculos del MINETAD en aplicación de dichas Sentencias, esta Comisión realiza los siguientes comentarios:

1) Parece que los cálculos del MINETAD reflejan la aplicación de las Sentencias referidas y no contienen errores materiales, hasta el año que realizan el cálculo de intereses, esto es, 2015.

   Sin embargo, faltarían por incluir los intereses correspondientes a los años 2016 y 2017. Considerando que el interés legal del dinero en estos años es del 3%[31], se tendría un incremento de 3.173.018 € en la cantidad calculada que refleja la suma de principal e intereses, de modo

[31] https://www.bde.es/clientebanca/es/areas/Tipos_de_Interes/Tipos_de_interes/Otros_tipos_de_i/otros-tipos/Tabla_tipos_de_interes_legal.html

que esta sería de 64.014.011 € y no de 60.840.992 €. Lo que daría lugar a que la anualidad a abonar en los cinco años que plantea el MINETAD, sin entrar en la valoración de este procedimiento de abono, sería de 12.802.802 € y no de 12.168.198 € como refleja la Memoria.

2) En cuanto a la exposición de los hechos, en la Memoria no parece describirse adecuadamente la interpretación de las Sentencias, a pesar de que éstas si son aplicadas en los cálculos, pudiendo resumirse en que:

- Se menciona adecuadamente que las Sentencias indican que la valoración de la inversión de la ampliación de Cartagena, con puesta en marcha 2003, es 29.980.500 €, en vez de 14.188.222 €, y que sus costes de operación y mantenimiento han de calcularse por aplicación directa de los valores unitarios en vigor, sin que quepa reducción alguna en función del valor auditado (cociente Inversión real/Inversión a valores unitarios).

- No se menciona, ni la ampliación de Huelva puesta en marcha en 2004, ni la ampliación de Cartagena puesta en marcha en 2005, siendo ambas actuaciones objeto de modificación retributiva por parte de las Sentencias; además conviene citar de manera diferenciada la ampliación de Cartagena puesta en marcha 2003, por el distinto tratamiento que las Sentencias les dan.

  Las Sentencias establecen, para estas dos actuaciones, la anulación de las retribuciones de operación y mantenimiento calculadas en la Resolución de la DGPEM de 26 de octubre de 2011 e indican implícitamente que no ha de aplicarse la minoración del factor de utilización FV (retribución variable teórica calculada considerando un factor de utilización del 75%), ni que se considere ninguna modificación en los costes de explotación fijos por el cociente Inversión real/Inversión a valores unitarios (contrariamente a lo considerado para la ampliación de Cartagena puesta en marcha en 2003) o por el factor de eficiencia (f= 0,85 aplicable a la ampliación de Cartagena puesta en marcha en 2005).

6.9 Disposición adicional segunda. Desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.

Según lo establecido en el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la disposición adicional segunda de la propuesta de orden reconoce las cantidades de 32.758.000 € y 733.779,20 €, en concepto de amortización e intereses, en relación al cálculo de la anualidad para 2018 correspondiente al Laudo del Arbitraje de GAS NATURAL, que asciende a 33.491.779,20 €. Asimismo, se indica que los intereses se han calculado aplicando el tipo de interés del 1,201%.

Dicho tipo de interés coincide con el tipo de interés definitivo propuesto por la CNMC para la recuperación del derecho de cobro en su informe de "*Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016*" (INF/DE/083/15), obtenido a través de la aplicación de la metodología propuesta en el "*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*" (INF/DE/0160/14), de 11 de diciembre de 2014. No obstante, el cálculo de la anualidad realizado resulta erróneo, puesto que el importe de intereses para 2018 que se obtiene de la aplicación de un tipo de 1,201% es de 786.847,16 € (tal y como se recoge en el punto 17.6 de la memoria de la propuesta de Orden[32]), con lo que la anualidad resultante asciende a 33.544.847,16 €.

El valor de 733.779,20 € de intereses, es el resultante de aplicar los tipos de interés recogidos en la Propuesta de Orden, que está siendo informada por esta Comisión, por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Se considera que si la Propuesta de Orden de tipos de interés no es publicada con anterioridad a la presente Propuesta de Orden, los saldos resultantes de aplicar los tipos de intereses definitivos deberían considerarse como cantidades presupuestadas.

6.10 Disposición adicional tercera. Anualidades del déficit de 2014 y desajuste temporal de 2015.

[32] El valor de 733.779,20 € de intereses coincide con el que se recoge en la página 11 de la Propuesta de Orden por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia que se está tramitando actualmente.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La disposición adicional tercera de la propuesta de orden recoge las siguientes anualidades provisionales:

- 78.822.531,22 € en concepto de anualidad del año 2018 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Esta cifra incluye 68.336.863,04 € en concepto de amortización y 10.485.688,18 € en concepto de intereses.

- 5.623.885,94 € en concepto de anualidad del año 2018 correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2015. Esta cifra incluye 5.446.374,71 € en concepto de amortización y 177.511,23 € en concepto de intereses.

Adicionalmente, indica que el reparto de las anualidades anteriores entre las empresas con derechos de cobro se incluye en el Anexo 2 de la Propuesta de Orden.

Consideraciones de la CNMC

En lo que respecta al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, la anualidad incluida en la propuesta de orden coincide con la calculada por la CNMC en el "*Acuerdo por el que se calcula y se propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la anualidad y el tipo de interés a aplicar para recuperar la cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014*" (INF/DE/150/16), empleando un tipo de interés definitivo del 1,104%, obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su "*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*" (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014.

Por su parte, la anualidad del año 2018 relativa al desajuste 2015 ha sido calculada utilizando el tipo de interés definitivo del 0,836%, propuesto por la CNMC en su "*Informe sobre la propuesta de Orden 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 2017*" (IPN/CNMC/028/16), de fecha 21 de diciembre de 2016. Dicho tipo de interés definitivo también fue obtenido a través de la aplicación de la metodología desarrollada por la CNMC en su "*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*" (INF/DE/0160/14), aprobado en fecha 11 de diciembre de 2014.

En relación con el reparto de las anualidades anteriores entre las empresas con derechos de cobro que se incluyen en el Anexo II de la Propuesta de Orden, cabe destacar que las anualidades del año 2018 incluidas en dicho anexo y en la Memoria de la Propuesta Orden para el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y para el desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2015 no coinciden con las establecidas en la Disposición Adicional Tercera, por lo que deberían ser corregidas.

Los importes de 79.477.885,50 euros y 5.463.361,43 euros recogidos en el Anexo II y en la Memoria de la Propuesta de Orden como anualidades para 2018 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y del desajuste 2015, son los valores que resultarían de aplicarse los tipos de interés recogidos en la Propuesta de Orden, que está siendo informada por esta Comisión, por la que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista incluidos en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Se considera que si la Propuesta de Orden de tipos de interés no es publicada con anterioridad a la presente Propuesta de Orden, los saldos resultantes de aplicar los tipos de intereses definitivos deben considerarse como cantidades presupuestadas.

En otro orden de ideas, señalar que en las Tablas del Anexo II donde se incluyen los repartos indicados por el Artículo se ha observado que:

1. No se ha actualizado la razón social de Gas Natural Distribución SDG, S.A. que ha pasado a denominarse Gas Natural Catalunya SDG, S.A

2. Aparece Gas Directo, S.A., empresa ya extinguida y que fue adquirida por las empresas Gas Natural Madrid SDG, S.A. y Gas Galicia SDG, S.A. del grupo Gas Natural.

   Se considera que las anualidades de Gas Directo del déficit acumulado de 2014 y del desajuste temporal de 2015, deberían ser repartidas de manera provisional por las razones expuestas en la determinación retribución entre dichas empresas aplicando, al menos, los criterios de reparto recogidos en el punto 7.2 de la Memoria[33], tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

[33] Apartado donde, de manera provisional, se hace el reparto de la retribución de distribución de Gas Directo de 2015 entre las empresas Gas Natural Madrid SDG, S.A. y Gas Galicia SDG, S.A.

	Gas Directo	Gas Natural Madrid SDG, SA	Gas Galicia SDG, SA
Retrib.2015	*1.426.170,75*	*1.147.399,34*	*278.771,41*
Anualidad déficit 2014	31.781,35	25.569,10	6.212,25
Anualidad desajuste 2015	2.512,89	2.021,70	491,19

Teniendo en cuenta las modificaciones descritas, los cuadros del Anexo II de la orden deberían ser sustituidos por los siguientes:

"1. Anualidad del año 2018 correspondiente al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

Déficit acumulado del ejercicio 2014

Empresas	Anualidad 2018 (€)
ENAGAS, S.A.	5.078,38
ENAGÁS Transporte, S.A.U.	29.103.532,69
ENAGÁS Transporte del Norte, S.A.U.	689.268,31
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	15.628.125,56
Gas Natural Cegás, S.A.	2.889.360,82
Gas Natural Andalucía, S.A.	1.819.495,94
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	1.067.203,65
Gas Natural Castilla y León, S.A.	1.868.745,12
Gas Natural Transporte SDG, SL	634.889,45
Gas Galicia SDG, S.A.	884.159,04
Gas Navarra, S.A.	682.594,39
Gas Natural Rioja, S.A.	345.536,16
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	51.092,57
Redexis Gas, S.A.	2.960.509,91
Redexis Infraestructuras, S.A.	22.057,52
Redexis Gas Murcia, S.A.	441.601,18
Nortegas Energía Distribución, S.A.	4.335.846,51
Tolosa Gas, S.A.	20.788,34
Gas Extremadura Transportista, S.L.	178.342,82
DC Gas Extremadura, S.A.	289.231,98
ESCAL UGS, S.A.	6.493.768,70
Madrileña Red de Gas, S.A.	3.673.991,66
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	2.876.457,54
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.435.638,91
Bahía de Bizkaia Gas, S.L	1.031.242,19
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	23.729,99
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U	27,07
Gas Natural Madrid SDG,S.A	25.569,10
TOTAL	**79.477.885,50**

Fuente: Elaboración propia

2. Anualidad del año 2018 correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2015.

Desajuste temporal del ejercicio 2015

Empresas	Anualidad 2018 (€)
ENAGÁS Transporte, S.A.U.	2.075.184,40
ENAGÁS Transporte del Norte, S.A.U.	55.720,76
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	1.151.117,42
Gas Natural Cegás, S.A.	244.544,23
Gas Natural Andalucía, S.A.	124.901,29
Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.	89.954,10
Gas Natural Castilla y León, S.A.	155.101,68
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	52.651,71
Gas Galicia SDG, S.A.	73.454,92
Gas Navarra, S.A.	54.493,00
Gas Natural Rioja, S.A.	28.461,50
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	12.464,95
Redexis Gas, S.A.	252.432,64
Redexis Infraestructuras, S.A.	3.903,79
Redexis Gas Murcia, S.A.	32.727,58
Nortegas Energía Distribución, S.A.	348.406,78
Tolosa Gas, S.A.	1.606,51
Gas Extremadura Transportista, S.L.	13.942,52
DC Gas Extremadura, S.A.	23.090,80
Madrileña Red de Gas, S.A.	265.925,55
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	185.643,03
Regasificadora del Noroeste, S.A.	110.825,34
Bahía de Bizkaia Gas, S.L	105.448,87
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-669,44
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U	5,80
Gas Natural Madrid SDG,S.A	2.021,70
TOTAL	**5.463.361,43**

Fuente: Elaboración propia

6.11 Disposición adicional cuarta. Contadores inteligentes

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición Adicional Cuarta establece dos nuevos mandatos para la CNMC:

- La elaboración de un estudio sobre la utilización de contadores inteligentes para los consumidores suministrados a presión igual o inferior a 4 bar.
- La elaboración de un estudio sobre la ampliación de la telemedida en la lectura del consumo de clientes industriales.

Consideraciones de la CNMC

Esta Comisión ya elaboró un informe con un análisis coste beneficio de la

implantación de contadores de gas inteligentes en España[34] en el cual se incluía como conclusiones lo siguiente:

> *Cuarta: "Los resultados del modelo empleado en el análisis coste beneficio para la implantación de contadores inteligentes de gas en España son negativos.*
> *Los resultados del modelo empleado en el análisis coste beneficio para el escenario de implantación más favorable en el mercado español dan un valor actualizado neto negativo de -159 millones de euros(…).*

En la conclusión quinta también se indicaba que *"Igualmente, la ampliación de la telemedida actual a los consumidores industriales que no alcancen los actuales umbrales de consumo que exigen su implantación, debería considerarse como una elección voluntaria de los consumidores, ya que no aporta mejoras en la operación de la red."*

Por otra parte, a nivel europeo, son amplia mayoría los países en los que el resultado del análisis coste/beneficio de la implantación de los contadores inteligentes en el sector gasista ha sido negativo, y en los que el resultado ha sido positivo, en su mayoría aún no han empezado a desplegar los contadores inteligentes en el sector de gas a gran escala.

Ha de tenerse en cuenta que el precio del gas no varía horariamente como en la electricidad, sólo diariamente en los mercados mayoristas. Adicionalmente, es muy difícil que un consumidor de gas tome decisiones de aplazar o adelantar consumos de calefacción o agua caliente en función del precio de gas de cada día.

En los últimos años, tampoco se han producido cambios significativos sobre los costes que supondría la implementación de los contadores inteligentes en el sector gasista, por lo que la realización de un nuevo estudio resulta innecesaria.

Debe señalarse que casi la totalidad de los contadores actuales se encuentran en régimen de alquiler por parte de los distribuidores, por lo que estos agentes pueden decidir por sí mismos la implantación de estos contadores, si ello supusiera un ahorro de costes en la realización del proceso de medición y lectura del suministro, para lo cual disponen de mejor información económica que el regulador.

[34] Páginas 55 y 56 del Informe sobre "Análisis coste beneficio de la implantación de contadores de gas inteligentes en España" aprobado por la extinta CNE el 24 de noviembre de 2011 (https://www.cnmc.es/expedientes/cne19211)

En relación con la posible obligación de instalar telemedida a un mayor número de consumidores industriales, esto probablemente incrementaría notablemente los costes de alquiler del equipo de medida a pagar por los consumidores, sin aportar mejoras sensibles para los mismos, por lo que se desaconseja la ampliación de esta obligación.

Ha de indicarse que estos dos nuevos mandatos atribuyen a la Comisión nuevas funciones que, de conformidad con el artículo 7.37 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sólo pueden ser atribuidas por Ley o Real Decreto.

Asimismo, el cumplimiento de estos mandatos, en caso de concretarse en el texto que finalmente se apruebe, conllevaría la necesaria dedicación por parte de esta Comisión de medios que debería detraer de sus funciones legalmente asignadas, poniendo en peligro la adecuada realización de las mismas, sin que la Propuesta de Orden prevea el apoyo de medios y recursos complementarios a los propios de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por todo ello, se propone la supresión de la Disposición Adicional Cuarta de la Propuesta de Orden.

6.12 Disposición transitoria primera. Retribución a la actividad la distribución

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición señala que *"en el apartado 1 del anexo de la presente orden se publica la retribución de la actividad de distribución en vigor desde el 1 de enero de 2018."*

Consideraciones de la CNMC

Se considera que el contenido de esta disposición es redundante con lo recogido en el Artículo 1 de la Propuesta de Orden, por lo que se propone su eliminación.

6.13 Disposición transitoria segunda. Retribución a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición señala que *"en los apartados 2 y 3 del anexo de la presente orden se publican las retribuciones de las actividades de transporte y regasificación en vigor a partir del 1 de enero de 2018."*

Consideraciones de la CNMC

Se considera que el contenido de esta disposición es redundante con lo recogido en el Artículo 1 de la Propuesta de Orden, por lo que se propone su eliminación.

De no eliminar la disposición, indicar que hay una discordancia entre el título del artículo y su contenido, al faltar en su enunciado la referencia a la actividad de Almacenamiento Subterráneo cuyas retribuciones se recogen en el apartado 4 del Anexo de la Propuesta de Orden.

6.14 Disposición transitoria tercera. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA).

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden mantiene una redacción similar a la de la Orden ETU/1977/2016 en relación al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima, el cual engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación.

En el Cuadro 31 se compara el peaje temporal de materia prima establecido en la propuesta de Orden con el establecido en la Orden ETU/1977/2016. Se observa que los términos fijo y variable del peaje de materia prima de la propuesta de Orden son un 4,1% superiores a los peajes establecidos en la Orden ETU/1977/2016.

Cuadro 31. Peaje temporal para usuarios de materia prima. Orden ETU/1977/2016 vs Propuesta de Orden.

Peaje de Materia Prima	Término fijo (c€/kWh/día /mes)	Término variable (c€/kWh)
Orden ETU/1977/2016. Disposición Transitoria Segunda	4,261457	0,067402
Propuesta de Orden	4,437532	0,070187
Tasa de variación	**4,13%**	**4,13%**

Fuente: Orden ETU/1977/2016 y Propuesta de Orden

Los valores establecidos en la propuesta de Orden coinciden con el cálculo realizado en el punto 18.3 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En dichos cálculos se ha empleado un factor de carga de 0,8 y el coste de regasificación se ha multiplicado por el porcentaje de la demanda española que en el 2015 se cubrió mediante plantas de regasificación (el 42%). Estos datos no coinciden con los empleados en las hipótesis para la estimación de la facturación para 2018, que considera un factor de carga implícito de 0,83 y entradas desde plantas de regasificación del 47%.

Aplicando dichos valores y manteniendo la metodología de cálculo de la propuesta de Orden se obtendría un término fijo de 4,477762 (c€/kWh/día /mes) y un término variable de 0,070823 (c€/kWh), un 0,9% superiores a los establecidos en la propuesta de Orden.

Adicionalmente, se indica que, sobre la base del escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Sala, la aplicación del peaje de materia prima considerado en la propuesta de Orden supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 3,5 M€.

Finalmente, esta Sala, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes en los que hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

6.15 Disposición transitoria cuarta. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas.

La disposición transitoria cuarta de la propuesta de orden establece que, con carácter provisional y mientras que no se apruebe la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de

21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2018 se fija en 3.920.000 €.

Asimismo, establece que una vez que se disponga de dicha metodología y de los datos necesarios para su aplicación, se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible.

A este respecto, cabe destacar que la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó, en fecha 9 de mayo de 2017, el "*Acuerdo por el que se aprueba la metodología de retribución del operador del mercado organizado del gas*" (PDN/DE/004/15), que fue remitida al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, en cumplimiento de lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, *por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

De conformidad con esta propuesta de metodología, esta Comisión considera que se debería establecer una retribución al Operador del Mercado de Gas en 2018 de 2.432.007 €. A esta cantidad, se añadirían los costes de las medidas de fomento de la liquidez en las que el Operador del Mercado del Gas incurra durante 2018. Asimismo, según la propuesta de la CNMC, se debería incorporar un ajuste de eficiencia, que se calcularía al término del ejercicio.

En relación con lo anterior, esta Comisión reitera, de forma consistente con lo señalado respecto a la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema, la necesidad de que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Mercado Organizado del Gas en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

Por otra parte, el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, *por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural*, en su Disposición adicional tercera, establecía que la retribución provisional a cuenta del operador del mercado de gas para el año 2015, por importe de 2.000.000 euros, se abonara por el sistema de liquidaciones en un pago único.

No obstante, la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, y la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, en las que se establecen las retribuciones provisionales del operador del mercado de gas correspondientes a los ejercicios 2016 y 2017, respectivamente, sin indicar que las liquidaciones de dichas cantidades deban realizarse en un pago único por lo que entró a reparto como el resto de actividades reguladas. En consecuencia de lo anterior,

MIBGAS, S.A. forma parte de las sociedades financiadoras de los desajustes de los ejercicios 2016 y 2017.

En este sentido, se propone que, de cara al establecimiento de la retribución provisional para el ejercicio 2018, se recoja en la Orden correspondiente que, a semejanza con el GTS, en la liquidación 14 se realice una liquidación final entre lo cobrado hasta entonces y lo reconocido. De esta manera, MIBGAS no participaría en futuros déficits/superávits que pudieran producirse.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo a la Disposición Transitoria Cuarta:

> ***Disposición Transitoria Cuarta.*** *Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas.*
>
> *1. Con carácter provisional y mientras que no se apruebe la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2018 se fija en ~~3.920.000~~ 2.432.007~~€~~.*
>
> *2. Una vez que se disponga de dicha metodología y de los datos necesarios para su aplicación se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible*
>
> *3. En la liquidación 14 del año que corresponda, se incluirá la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por MIBGAS por la aplicación del procedimiento de liquidación general y la retribución reconocida ex-ante para 2018.*

6.16 Nuevo Anexo III Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año

Consideraciones de la CNMC

Tal y como se ha indicado en el epígrafe 4.3.2, se propone que la Propuesta de Orden incluya la actualización de la Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2018, de acuerdo con los valores calculados por esta Comisión en su informe de 16 de marzo de 2017, para los contadores de los consumidores domésticos. El ajuste propuesto es muy relevante, tanto por su cuantía, como por el elevado número de consumidores beneficiados: unos 7,8 millones de consumidores, con un ahorro anual medio de unos 8 euros/cliente.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se realiza la siguiente propuesta texto nuevo Anexo III:

ANEXO III.
Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2015

Los precios sin impuestos de alquiler de contadores y equipos de telemedida, a los usuarios o abonados por parte de las empresas o entidades suministradoras de los mismos serán los siguientes:

1. Contadores:

Caudal de Contador (m^3/h)	***Tarifas del Alquiler***
Hasta 6 m^3/hora	*0,58 €/mes*
Hasta 10 m^3/hora	*0,61€/mes*
Superior a 10 m^3/hora,	*1,25% del valor medio del contador que se fija a continuación/mes.*

Caudal de Contador (m^3/h)	***Valor Medio del Contador (€)***
Hasta 25	*388,25*
Hasta 40	*752,97*
Hasta 65	*1.538,21*
Hasta 100	*2.082,41*
Hasta 160	*3.266,32*
Hasta 250	*6.912,67*

2. Equipos de telemedida para la transmisión de la información hasta un centro de control remoto:

- *Equipo para una sola línea: 76,99 €/mes.*
- *Equipo para línea adicional: 14,76 €/mes*

7 Otras consideraciones

7.1 Sobre la armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución

Esta Comisión insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en informes anteriores[35], de armonizar los plazos establecidos a los distintos agentes en la diferente normativa para establecer los diferentes elementos que configuran un

[35] Véase "Informe sobre la propuesta de orden 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" aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 11 de diciembre de 2014.

ejercicio tarifario (previsiones de demanda, ingresos y retribución), y que por definición se encuentran altamente interrelacionados.

Al respecto, se propone incluir en la Orden que finalmente se publique la modificación de los plazos establecidos en la Orden ECO/2692/2002, en la Orden ITC/3520/2009 y en la Orden IET/2446/2013, y en los Protocolos de Detalle de las NGTS, adecuándolos a los plazos establecidos en la Ley 18/2014.

ANEXO I. INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018

ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DEL ESCENARIO DE DEMANDA PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018

ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DEL ESCENARIO DE DEMANDA PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018

El pasado 28 de noviembre de 2017 el GTS presentó en el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) un nuevo escenario de demanda para el cierre de 2017, así como una actualización de las hipótesis consideradas para el ejercicio 2018. En el citado escenario se incrementaba la demanda prevista para el cierre de 2017 en 14,1 TWh respecto del escenario remitido en septiembre de 2017, de los cuales 13,8 TWh son consecuencia del aumento de la demanda destinada a generación eléctrica.

Adicionalmente, se indica que durante los últimos meses se han acentuado algunas de las condiciones de contorno apuntadas en el informe de previsión de la CNMC.

Por una parte, el hueco térmico se ha incrementado, motivado por la reducción de las aportaciones de origen hidráulico y nuclear. En consecuencia, la demanda de los consumidores destinada a generación eléctrica entre enero y noviembre de 2017 alcanzó los 68,8 TWh, superior al valor previsto para el cierre del ejercicio 2017 en el informe de previsión (68,7 TWh).

Por otra parte, la demanda convencional registrada entre diciembre de 2016 y noviembre de 2017 alcanzó los 272,3 TWh, superior a la considerada en el escenario de previsión para el cierre del ejercicio 2017 (271,0 TWh), consecuencia de las elevadas tasas de crecimiento registradas por la demanda industrial.

Teniendo en cuenta la evolución reciente registrada de la demanda de gas natural y la nueva información aportada por el GTS, se ha procedido a revisar el escenario de demanda correspondiente a 2017 y 2018.

A continuación se describen las hipótesis que han sufrido variación respecto de las consideradas en el escenario de previsión original.

1. Previsión de demanda para el cierre de 2017

En relación con la demanda destinada a generación eléctrica peninsular, se ha actualizado la cobertura de la demanda de electricidad prevista para el cierre de 2017, con objeto de reducir la generación de las instalaciones hidráulicas y de origen nuclear, e incrementar tanto la generación con carbón como la de los ciclos combinados.

Como consecuencia de lo anterior, se ha incrementado la demanda de gas destinada a la generación eléctrica peninsular en 7.967 GWh sobre la

considerada en el escenario de previsión original hasta alcanzar los 76.660 GWh.

Asimismo, en 2018 se ha reducido la generación eléctrica de origen hidráulico, sobre la prevista originalmente, suponiéndose un incremento equivalente de la producción de los ciclos combinados.

Por último, se actualizado la previsión de la capacidad contratada de dichas instalaciones para 2017 y 2018, utilizando para ello los factores de carga registrados entre agosto de 2016 y julio de 2017. En el Cuadro II.1 se detalla el nuevo escenario de previsión.

Cuadro II.1. Demanda destinada a la generación eléctrica prevista para 2017 y 2018

	Previsión de cierre 2017			Previsión de cierre 2018			% Variación 2017 sobre 2016			% Variación 2018 sobre 2017		
Grupo tarifario	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen	Nº clientes	Capacidad	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	***73.395***	***40***	***390.532***	***65.211***	***40***	***351.736***	***29,1%***	***2,1%***	***19,0%***	***-11,2%***	***0,0%***	***-9,9%***
Grupo 2	***3.265***	***3***	***18.676***	***2.875***	***3***	***15.657***	***13,4%***	***0,0%***	***-41,4%***	***-12,0%***	***0,0%***	***-16,2%***
16 bar < P ≤ 60 bar	3.107	1	18.307	2.736	1	15.333	12,0%	0,0%	-42,1%	-12,0%	0,0%	-16,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	158	2	369	139	2	325	47,7%	0,0%	37,9%	-12,0%	0,0%	-12,0%
Grupo interrumpible	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***						
Total	***76.660***	***43***	***409.208***	***68.086***	***43***	***367.393***	***28,3%***	***1,9%***	***13,7%***	***-11,2%***	***0,0%***	***-10,2%***

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

2. Demanda convencional

En relación con la demanda convencional, cabe distinguir entre la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar y la de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar.

En el caso de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, se ha actualizado la previsión del número de clientes y volumen correspondiente al 2017 incorporando la última información disponible. Como consecuencia de lo anterior, la demanda de dichos consumidores es 102 GWh inferior a la previsión considerada en el escenario original, mientras que la previsión del número de clientes se ha incrementado en 562 clientes.

El número de consumidores previstos para el año 2018, es el resultado de aplicar al número de consumidores previstos para el cierre de 2017, la media móvil de 12 meses a julio de 2017, lo que implica suponer que en 2018 se captarán 98.093 clientes, 24.053 clientes más que los previstos en el escenario original de previsión de la CNMC.

La demanda asociada a los mismos, se ha calculado manteniendo las hipótesis consideradas en el escenario de previsión original, no obstante y como consecuencia de la actualización del número de consumidores, la demanda de

los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar en 2018 se incrementa un 2,4%, 0,3% puntos porcentuales superior a la inicialmente prevista.

En el caso de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar, la previsión de demanda se ha calculado aplicando a la registrada en 2016, la tasa acumulada a julio de 2017, con la excepción del peaje 1.3 para la que se ha utilizado la correspondiente al mes de junio dado que el dato correspondiente al mes de julio es anómalo, posiblemente consecuencia de que los transportistas no han remitido toda la información disponible para dicho mes.

Como consecuencia de lo anterior, la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar prevista para 2017 se ha incrementado en 2.739 GWh, lo que implica suponer que la misma se incrementará un 7,0% sobre la registrada en 2016, 1,4% puntos superior a la prevista originalmente.

Análogamente, la previsión asociada al caudal contratado se ha estimado aplicando al registrado en 2016, la tasa acumulada a julio de 2017, con la excepción de la previsión del caudal del grupo 1 para el que se ha supuesto un incremento del 80% del incremento de demanda previsto para dicho año, lo que implica suponer una optimización en la contratación de la capacidad de los agentes en la segunda parte del año.

Para el ejercicio 2018, se estima que, si bien se producirá una reducción en el ritmo de crecimiento que actualmente se viene registrando, dicha reducción será inferior a la inicialmente prevista. En particular, se ha supuesto que la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar se incrementará un 1,1% sobre la prevista para el cierre de 2017, 0,7% puntos superior a la prevista inicialmente.

El caudal contratado asociado a dichos consumidores, se ha estimado suponiendo que se producirá un incremento del factor de carga, consecuencia de una optimización de la operativa de contratación. Esto es, se estima que el caudal contratado se incrementará en 2018 un 0,2%, superior en 0,2% puntos porcentuales al inicialmente previsto, pero inferior al incremento de la demanda de dichos consumidores (1,1%).

En el Cuadro II.2 se detalla el nuevo escenario de previsión.

Cuadro II.2. Demanda convencional prevista para 2017 y 2018

	Previsión de cierre 2017			Previsión de cierre 2018			% Variación 2017 sobre 2016			% Variación 2018 sobre 2017		
Grupo tarifario	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen	Nº clientes	Capacidad	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	***66.560***	***82***	***215.479***	***67.459***	***84***	***216.060***	***7,0%***	***23,7%***	***1,4%***	***1,3%***	***2,8%***	***0,3%***
Grupo 2	***123.685***	***3.726***	***473.269***	***124.963***	***3.734***	***474.112***	***7,7%***	***0,4%***	***1,3%***	***1,0%***	***0,2%***	***0,2%***
16 bar < P ≤ 60 bar	34.377	149	118.818	34.491	152	118.902	4,3%	0,5%	-3,6%	0,3%	2,2%	0,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	89.307	3.577	354.451	90.472	3.582	355.210	9,0%	0,4%	3,0%	1,3%	0,1%	0,2%
Grupo 3	***65.891***	***7.752.652***	***23.610***	***67.456***	***7.850.746***	***23.494***	***-1,3%***	***1,1%***	***1,5%***	***2,4%***	***1,3%***	***-0,5%***
3.1	11.268	4.656.660	0	10.823	4.693.259	0	2,4%	2,0%		-4,0%	0,8%	
3.2	25.982	3.021.947	0	26.530	3.079.829	0	-3,8%	-0,2%		2,1%	1,9%	
3.3	1.585	25.062	0	1.685	26.179	0	-1,1%	5,2%		6,3%	4,5%	
3.4	22.239	48.697	0	23.638	51.182	0	-0,9%	3,4%		6,3%	5,1%	
3.5	4.816	287	23.610	4.781	295	23.494	2,4%	1,4%	1,5%	-0,7%	2,9%	-0,5%
Grupo interrumpible	***106***	***1***	***538***	***150***	***1***	***650***	***186,9%***	***0,0%***	***330,2%***	***40,7%***	***0,0%***	***20,9%***
Materia prima	***5.527***	***2***	***20.100***	***5.527***	***2***	***20.100***	***-3,9%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***
GNL cliente final	***11.895***	***0***	***0***	***12.033***	***0***	***0***	***5,9%***			***1,2%***		
Total	***273.663***	***7.756.462***	***732.995***	***277.588***	***7.854.566***	***734.416***	***4,9%***	***1,1%***	***1,3%***	***1,4%***	***1,3%***	***0,2%***

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

3. Demanda nacional

Se estima que la demanda de gas natural en 2017 se incrementará un 9,3% mientras que la del 2018 se reducirá un 1,3%, lo que implica que la demanda prevista para el 2017 y 2018 superen en 10.605 GWh y 7.262 GWh a las inicialmente previstas, respectivamente (véase Cuadro II.3).

Cuadro II.3. Demanda de gas natural prevista para 2017 y 2018

	Previsión de cierre 2017			Previsión de cierre 2018			% Variación 2017 sobre 2016			% Variación 2018 sobre 2017		
Grupo tarifario	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/dia)	Volumen	Nº clientes	Capacidad	Volumen	Nº clientes	Capacidad
Grupo 1	***139.955***	***122***	***606.011***	***132.670***	***124***	***567.796***	***17,5%***	***15,7%***	***12,1%***	***-5,2%***	***1,9%***	***-6,3%***
Grupo 2	***126.950***	***3.729***	***491.945***	***127.838***	***3.737***	***489.770***	***7,8%***	***0,4%***	***-1,5%***	***0,7%***	***0,2%***	***-0,4%***
16 bar < P ≤ 60 bar	37.484	150	137.125	37.227	153	134.235	4,9%	0,5%	-11,5%	-0,7%	2,1%	-2,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	89.465	3.579	354.820	90.611	3.584	355.535	9,1%	0,4%	3,0%	1,3%	0,1%	0,2%
Grupo 3	***65.891***	***7.752.652***	***23.610***	***67.456***	***7.850.746***	***23.494***	***-1,3%***	***1,1%***	***1,5%***	***2,4%***	***1,3%***	***-0,5%***
3.1	11.268	4.656.660	0	10.823	4.693.259	0	2,4%	2,0%		-4,0%	0,8%	
3.2	25.982	3.021.947	0	26.530	3.079.829	0	-3,8%	-0,2%		2,1%	1,9%	
3.3	1.585	25.062	0	1.685	26.179	0	-1,1%	5,2%		6,3%	4,5%	
3.4	22.239	48.697	0	23.638	51.182	0	-0,9%	3,4%		6,3%	5,1%	
3.5	4.816	287	23.610	4.781	295	23.494	2,4%	1,4%	1,5%	-0,7%	2,9%	-0,5%
Grupo interrumpible	***106***	***1***	***538***	***150***	***1***	***650***	***186,9%***	***0,0%***	***330,2%***	***40,7%***	***0,0%***	***20,9%***
Materia prima	***5.527***	***2***	***20.100***	***5.527***	***2***	***20.100***	***-3,9%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***	***0,0%***
GNL cliente final	***11.895***	***0***	***0***	***12.033***	***0***	***0***	***5,9%***			***1,2%***		
Total	***350.323***	***7.756.505***	***1.142.203***	***345.674***	***7.854.608***	***1.101.809***	***9,3%***	***1,1%***	***5,4%***	***-1,3%***	***1,3%***	***-3,5%***

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro II.4 y en Cuadro II.5 se muestra los escenarios previstos para el cierre de 2017 y 2018 desagregados por peaje de acceso y tipo de consumidor.

Cuadro II.4. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre de 2017 desagregado por peaje de acceso

				Año 2017																
				Generación Eléctrica Peninsular			Generación Electrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL				
Presión	Peaje	Volumen		Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)		
				MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)		
TOTAL GRUPO 1				**70.478.871**	**37**	**324.590.137**	**2.915.709**	**3**	**65.941.600**	**0**	**0**	**0**	**66.560.444**	**82**	**215.478.848**	**139.955.024**	**122**	**606.010.585**		
GRUPO 1				**70.478.871**	**37**	**324.590.137**	**2.915.709**	**3**	**65.941.600**	**0**	**0**	**0**	**66.560.444**	**82**	**215.478.848**	**139.955.024**	**122**	**606.010.585**		
P>60 bares	1.1	<200.000	MWh	262.982	25	6.858.064	0	0	0	0	0	0	1.758.206	35	7.565.026	2.021.189	60	14.423.090		
	1.2	<1.000.000		4.060.062	4	16.352.214	1.081.124	1	53.841.600	0	0	0	16.892.480	27	55.010.822	22.033.666	32	125.204.636		
	1.3	>1.000.000		66.155.828	7	301.379.859	1.834.584	2	12.100.000	0	0	0	47.909.757	19	152.903.000	115.900.169	29	466.382.859		
TOTAL GRUPO 2				**3.265.114**	**3**	**18.676.081**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**123.684.555**	**3.726**	**473.268.598**	**126.949.669**	**3.729**	**491.944.680**		
GRUPO 2				**3.107.235**	**1**	**18.307.161**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**34.377.111**	**149**	**118.817.569**	**37.484.346**	**150**	**137.124.730**		
16<P<60 bares	2.1	<500	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.022	11	18.853	1.022	11	18.853		
	2.2	<5.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	92.470	32	365.703	92.470	32	365.703		
	2.3	<30.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	522.773	36	2.961.163	522.773	36	2.961.163		
	2.4	<100.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.148.067	22	5.361.249	1.148.067	22	5.361.249		
	2.5	<500.000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.008.512	31	30.689.547	9.008.512	31	30.689.547		
	2.6	>500.000		3.107.235	1	18.307.161	0	0	0	0	0	0	23.604.267	16	79.421.054	26.711.502	17	97.728.215		
GRUPO 2				**157.879**	**2**	**368.920**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**89.307.444**	**3.577**	**354.451.030**	**89.465.323**	**3.579**	**354.819.950**		
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh	18	0	6.216	0	0	0	0	0	0	151.331	684	1.068.986	151.349	684	1.075.201		
	2.2	<5.000		4.146	1	161.049	0	0	0	0	0	0	2.853.651	1.334	10.335.458	2.857.797	1.335	10.496.507		
	2.3	<30.000		6.297	0	14.507	0	0	0	0	0	0	12.922.366	986	67.869.434	12.928.663	986	67.883.940		
	2.4	<100.000		26.032	0	38.185	0	0	0	0	0	0	19.416.834	363	82.527.771	19.442.866	363	82.565.955		
	2.5	<500.000		71.714	0	80.612	0	0	0	0	0	0	42.165.247	197	155.842.157	42.236.962	197	155.922.769		
	2.6	>500.000		49.671	0	68.353	0	0	0	0	0	0	11.798.015	14	36.807.224	11.847.686	14	36.875.577		
TOTAL INTERRUMPIBLES				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**106.414**	**1**	**537.808**	**106.414**	**1**	**537.808**		
GRUPO A				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**106.414**	**1**	**537.808**	**106.414**	**1**	**537.808**		
P>60 bares	4.1	<= 200	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
16<P<60 bares	4.4	C<30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.5	100>=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.6	100>=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4<P<16 bares	4.4	C<30	GWh/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.5	100>=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4.6	100>=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	106.414	1	537.808	106.414	1	537.808		
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**966.015**	**121.391**	**579.749**	**64.924.735**	**7.631.261**	**23.030.007**	**65.890.750**	**7.752.652**	**23.609.756**		
GRUPO 3				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**966.015**	**121.391**	**579.749**	**64.924.735**	**7.631.261**	**23.030.007**	**65.890.750**	**7.752.652**	**23.609.756**		
P<4 bar (3)	3.1	<5	MWh	0	0	0	0	0	0	181.652	82.058	0	11.086.576	4.574.601	0	11.268.228	4.656.660	0		
	3.2	<50		0	0	0	0	0	0	332.190	38.414	0	25.650.028	2.983.532	0	25.982.218	3.021.947	0		
	3.3	<100		0	0	0	0	0	0	20.223	329	0	1.565.220	24.733	0	1.585.443	25.062	0		
	3.4	100 < C ≤ 30.000		0	0	0	0	0	0	315.500	584	0	21.923.831	48.112	0	22.239.330	48.697	0		
	3.5 (4)	>30.000		0	0	0	0	0	0	116.451	5	579.749	4.699.080	282	23.030.007	4.815.531	287	23.609.756		
PEAJE DE MATERIA PRIMA				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.526.519**	**2**	**20.100.000**	**5.526.519**	**2**	**20.100.000**		
	P < 60 bar			0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.526.519	2	20.100.000	5.526.519	2	20.100.000		
	16<P<60 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	4<P<16 bares			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Suministro GNL Directo a cliente final (5)				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11.894.650**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11.894.650**	**0**	**0**		
TOTAL GAS DE EMISIÓN				**73.743.985**	**40**	**343.266.218**	**2.915.709**	**3**	**65.941.600**	**12.860.665**	**121.391**	**579.749**	**260.802.667**	**7.635.071**	**732.415.262**	**350.323.026**	**7.756.505**	**1.142.202.829**		

Fuente: CNMC

Cuadro II.5. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para 2018 desagregado por peaje de acceso

Presión	Peaje	Volumen			Año 2018															
					Generación Eléctrica Peninsular			Generación Electrica Extrapeninsular			Plantas Satélite			Resto			TOTAL		
					Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Contratada Promedio (4)
					MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
TOTAL GRUPO 1					**62.055.040**	**37**	**285.794.218**	**3.155.822**	**3**	**65.941.600**	**0**	**0**	**0**	**67.458.780**	**84**	**216.060.071**	**132.669.642**	**124**	**567.795.888**
GRUPO 1					**62.055.040**	**37**	**285.794.218**	**3.155.822**	**3**	**65.941.600**	**0**	**0**	**0**	**67.458.780**	**84**	**216.060.071**	**132.669.642**	**124**	**567.795.888**
P>60 bares	1.1	<200.000	MWh		231.550	25	6.038.369	0	0	0	0	0	0	1.774.473	34	7.579.024	2.006.023	59	13.617.393
	1.2	<1.000.000			3.574.792	4	14.397.751	1.125.651	1	53.841.600	0	0	0	17.215.552	29	55.221.240	21.915.994	34	123.460.592
	1.3	>1.000.000			58.248.699	7	265.358.097	2.030.171	2	12.100.000	0	0	0	48.468.755	21	153.259.806	108.747.625	31	430.717.903
TOTAL GRUPO 2					**2.874.858**	**3**	**15.657.457**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**124.963.429**	**3.734**	**474.112.132**	**127.838.287**	**3.737**	**489.769.589**
GRUPO 2					**2.735.849**	**1**	**15.332.632**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**34.491.114**	**152**	**118.902.311**	**37.226.963**	**153**	**134.234.943**
16<P<60 bares	2.1	<500	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	867	9	18.283	867	9	18.283
	2.2	<5.000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	92.891	33	366.036	92.891	33	366.036
	2.3	<30.000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	526.132	39	2.964.969	526.132	39	2.964.969
	2.4	<100.000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.172.024	22	5.383.624	1.172.024	22	5.383.624
	2.5	<500.000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.085.060	32	30.741.703	9.085.060	32	30.741.703
	2.6	>500.000			2.735.849	1	15.332.632	0	0	0	0	0	0	23.614.139	17	79.427.697	26.349.989	18	94.760.328
GRUPO 2					**139.009**	**2**	**324.826**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**90.472.315**	**3.582**	**355.209.820**	**90.611.324**	**3.584**	**355.534.646**
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh		16	0	5.473	0	0	0	0	0	0	151.128	683	1.068.699	151.144	683	1.074.172
	2.2	<5.000			3.651	1	141.800	0	0	0	0	0	0	2.863.673	1.331	10.342.718	2.867.324	1.332	10.484.518
	2.3	<30.000			5.544	0	12.773	0	0	0	0	0	0	12.943.868	997	67.892.019	12.949.412	997	67.904.792
	2.4	<100.000			22.921	0	33.621	0	0	0	0	0	0	19.556.103	358	82.646.158	19.579.024	358	82.679.779
	2.5	<500.000			63.143	0	70.977	0	0	0	0	0	0	42.774.221	199	156.212.587	42.837.364	199	156.283.563
	2.6	>500.000			43.734	0	60.183	0	0	0	0	0	0	12.183.323	15	37.047.639	12.227.057	15	37.107.822
TOTAL INTERRUMPIBLES					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**149.736**	**1**	**650.000**	**149.736**	**1**	**650.000**
GRUPO A					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**149.736**	**1**	**650.000**	**149.736**	**1**	**650.000**
P>60 bares	4.1	<= 200	GWh/día		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.4	C<30	GWh/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.4	C<30	GWh/año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100>=C>30			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100>=C>500			0	0	0	0	0	0	0	0	0	149.736	1	650.000	149.736	1	650.000
	4.7	>500			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.151.141**	**146.886**	**462.768**	**66.305.270**	**7.703.860**	**23.031.118**	**67.456.411**	**7.850.746**	**23.493.886**
GRUPO 3					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.151.141**	**146.886**	**462.768**	**66.305.270**	**7.703.860**	**23.031.118**	**67.456.411**	**7.850.746**	**23.493.886**
P<4 bar (3)	3.1	<5	MWh		0	0	0	0	0	0	198.323	94.449	0	10.624.757	4.598.810	0	10.823.079	4.693.259	0
	3.2	<50			0	0	0	0	0	0	441.995	51.379	0	26.087.571	3.028.450	0	26.529.566	3.079.829	0
	3.3	<100			0	0	0	0	0	0	27.465	396	0	1.657.510	25.783	0	1.684.975	26.179	0
	3.4	100 < C ≤ 30.000			0	0	0	0	0	0	388.180	656	0	23.249.767	50.526	0	23.637.947	51.182	0
	3.5 (4)	>30.000			0	0	0	0	0	0	95.178	5	462.768	4.685.665	290	23.031.118	4.780.844	295	23.493.886
PEAJE DE MATERIA PRIMA					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.526.519**	**2**	**20.100.000**	**5.526.519**	**2**	**20.100.000**
	P < 60 bar				0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.526.519	2	20.100.000	5.526.519	2	20.100.000
	16<P<60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4<P<16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suministro GNL Directo a cliente final (5)					**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12.033.406**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**12.033.406**	**0**	**0**
TOTAL GAS DE EMISIÓN					**64.929.898**	**40**	**301.451.675**	**3.155.822**	**3**	**65.941.600**	**13.184.547**	**146.886**	**462.768**	**264.403.734**	**7.707.680**	**733.953.321**	**345.674.001**	**7.854.608**	**1.101.809.364**

Fuente: CNMC

Adicionalmente, se ha actualizado la previsión de exportaciones hacia Portugal al objeto de tener en cuenta la última información disponible. Como resultado de lo anterior, se estima que el volumen a exportar en 2017 será 856 GWh superior y, el previsto para 2018, 842 GWh superior. Adicionalmente, se ha actualizado la previsión de caudal contratado por los agentes en dicha interconexión, que resulta 1.194 GWh/día superior a la inicialmente prevista para 2017.

4. Previsiones de las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema para el cierre de 2017 y 2018

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre de 2017 y para 2018, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL, almacenamiento subterráneo y reserva de capacidad de entrada al sistema, incorporando la última información disponible. En el Cuadro II.6 y en el Cuadro II.7 se muestra el nuevo escenario de previsión resultante para 2017 y 2018.

Cuadro II.6. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2017 y 2018

	Previsión de cierre 2017		Previsión AÑO 2018		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016		% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016	
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados
Regasificación	569.148	171.344	532.989	160.458	28,3%	26,3%	-6,4%	-6,4%
Barcelona	185.244	56.606	173.475	53.010	84,8%	84,5%	-6,4%	-6,4%
Huelva	138.485	42.699	129.687	39.987	24,4%	23,2%	-6,4%	-6,4%
Cartagena	24.013	7.115	22.487	6.663	-19,2%	-15,9%	-6,4%	-6,4%
Sagunto	88.359	25.785	82.745	24.146	-13,6%	-21,6%	-6,4%	-6,4%
Mugardos	33.028	9.667	30.930	9.053	-20,1%	-18,3%	-6,4%	-6,4%
Bilbao	100.019	29.472	93.665	27.600	70,0%	72,3%	-6,4%	-6,4%
	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
Descarga de buques	208	184.238	196	173.677	10,9%	20,5%	-5,7%	-5,7%
Barcelona	68	59.676	64	56.426	54,7%	65,7%	-5,4%	-5,4%
Huelva	49	45.949	46	43.160	10,2%	17,7%	-6,1%	-6,1%
Cartagena	12	9.492	12	9.163	1,1%	-14,7%	-3,5%	-3,5%
Sagunto	36	27.920	33	26.070	-30,0%	-20,2%	-6,6%	-6,6%
Mugardos	11	11.043	11	10.507	-24,1%	-19,2%	-4,9%	-4,9%
Bilbao	32	30.158	30	28.352	50,2%	67,5%	-6,0%	-6,0%
	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados	Nº de buques	GWh trasvasados
Trasvase de GNL a buque	1	3	0	0	-50,0%	-99,8%	-100,0%	-100,0%
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío	Caudal (MWh/día)/mes	GWh puesta en frío
Puesta en frío	0	0	0	0	-100,0%	-100,0%		
	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
Carga en cisternas	42.080	12.882	43.232	13.210	13,0%	14,7%	2,7%	2,5%
	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)
Almacenamiento de GNL	12,69	7.223.061	12,94	6.899.511	-10,9%	14,2%	2,0%	-4,5%
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraidos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraidos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraidos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraidos
Almacenamiento de GN	22.956	8.218	4.473	24.631	8.455	7.962	2,0%	36,1%	-15,0%	7,3%	2,9%	78,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

Cuadro II.7. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema prevista para el cierre de 2017 y 2018

Punto de Entrada	Previsión de cierre 2017			Previsión año 2018			% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016			% variación previsión 2018 sobre 2017		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga	Volumen	Capacidad	Factor de carga
TOTAL	**351.494**	**1.182.404**	**81%**	**343.277**	**1.151.127**	**82%**	**10,4%**	**9,1%**	**1,2%**	**-2,3%**	**-2,6%**	**0,3%**
Conexión Internacional	**179.660**	**610.544**	**80,6%**	**181.502**	**613.484**	**81,1%**	**-1,3%**	**-1,3%**	**0,0%**	**1,0%**	**0,5%**	**0,5%**
Tarifa GME	60.035	213.230	77,1%	62.651	222.522	77,1%	-13,4%	-1,6%	-12,0%	4,4%	4,4%	0,0%
MEDGAZ	74.448	236.521	86,2%	74.448	236.521	86,2%	-1,2%	-6,1%	5,2%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Pirineos	45.154	160.732	77,0%	44.403	154.441	78,8%	20,8%	7,3%	12,6%	-1,7%	-3,9%	2,3%
VIP Ibérico	23	60	103,6%	0	0		185,7%	273,8%	-23,6%	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Desde planta de regasificación	**171.344**	**570.016**	**82,4%**	**160.458**	**532.989**	**82,5%**	**26,3%**	**23,2%**	**2,6%**	**-6,4%**	**-6,5%**	**0,2%**
Barcelona	56.606	185.370	83,7%	53.010	173.475	83,7%	84,6%	56,4%	18,0%	-6,4%	-6,4%	0,1%
Cartagena	7.115	24.010	81,2%	6.663	22.487	81,2%	-15,9%	-21,0%	6,4%	-6,4%	-6,3%	0,0%
Huelva	42.699	138.502	84,5%	39.987	129.687	84,5%	23,2%	24,1%	-0,7%	-6,4%	-6,4%	0,0%
Bilbao	29.472	100.751	80,1%	27.600	93.665	80,7%	72,3%	65,5%	4,1%	-6,4%	-7,0%	0,7%
Sagunto	25.785	88.355	80,0%	24.146	82.745	79,9%	-21,6%	-11,6%	-11,3%	-6,4%	-6,3%	0,0%
Mugardos	9.667	33.028	80,2%	9.053	30.930	80,2%	-18,3%	-20,1%	2,3%	-6,4%	-6,4%	0,0%
Otros	**490**	**1.844**	**72,7%**	**1.317**	**4.654**	**77,5%**	**-27,7%**	**-27,8%**	**0,2%**	**168,9%**	**152,3%**	**6,6%**
Marismas	18	51	94,8%	12	35	94,8%				-31,9%	-31,9%	0,0%
Poseidon	52	382	37,1%	36	173	57,1%	2,7%	25,7%	-18,3%	-30,6%	-54,9%	53,8%
Viura	329	1.171	77,0%	1.197	4.256	77,0%	-40,2%	-42,1%	3,3%	263,4%	263,4%	0,0%
Madrid	91	240	103,9%	72	190	103,9%	20,2%	5,8%	13,7%	-20,8%	-20,8%	0,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

5. Previsión de contratos de duración inferior a 1 año para el cierre de 2017 y 2018

Como consecuencia de la actualización de los escenarios de demanda previstos para 2017 y 2018, se ha procedido a actualizar la previsión de la demanda abastecida mediante contratos de corto plazo para dichos ejercicios, incorporando la última información disponible sobre dichos contratos disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. En el Cuadro II.8 se muestra el nuevo escenario de previsión.

Cuadro II.8. Demanda de corto plazo prevista para 2017 y 2018

	Año 2017			Año 2018		
	TOTAL	Corto Plazo	%	TOTAL	Corto Plazo	%
Grupo 1	***145.481.543***	***31.431.716***	***21,6%***	***138.196.161***	***29.628.464***	***21,4%***
Grupo 2	***126.949.669***	***5.123.875***	***4,0%***	***127.838.287***	***5.194.282***	***4,1%***
16 < P <60 bares	*37.484.346*	*439.141*	*1,2%*	*37.226.963*	*440.432*	*1,2%*
4 < P < 16 bares	*89.465.323*	*4.684.734*	*5,2%*	*90.611.324*	*4.753.850*	*5,2%*
Grupo 3	***65.890.750***	***73.809***	***0,1%***	***67.456.411***	***73.277***	0,1%
Grupo 4 (Interrumpible)	***106.414***	***0***		***149.736***	***0***	
Total T&D	***338.428.376***	***36.629.399***	***10,8%***	***333.640.595***	***34.896.023***	***10,5%***
Reserva de Capacidad	***340.128.972***	***88.043.989***	***25,9%***	***335.439.080***	***85.985.907***	***25,6%***
Exportaciones	***11.652.861***	***5.199.767***	***44,6%***	***13.981.184***	***6.238.716***	***44,6%***
Regasificación	***171.344.127***	***55.466.150***	***32,4%***	***160.458.243***	***51.942.259***	***32,4%***
Carga en Cisternas	***12.942.165***	***1.425.915***	***11,0%***	***13.087.418***	***1.462.218***	***11,2%***

Fuente: CNMC

6. Previsión de ingresos para 2017 y 2018

En el Cuadro II.9 y en el Cuadro II.10 se muestran los ingresos previstos para el cierre de 2017 y 2018 resultado de las consideraciones anteriores.

Cuadro II.9. Previsión de ingresos para el cierre de 2017

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/dia/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	***184.226.087***			***152.461***	***43.530***	***195.991***	***0,1064***
Peaje de descarga de buques	*184.237.800*	208		*5.196*	*9.283*	*14.478*	*0,0079*
Peaje de carga en cisternas	*12.881.960*	42.080	83,9%	*14.295*	*2.212*	*16.507*	*0,1281*
Peaje de regasificación	*171.344.127*	569.148	82,5%	*132.883*	*32.034*	*164.917*	*0,0962*
Trasvase de GNL a buques	*2.501*	1		*88*	*1*	*89*	*3,5692*
Puesta en frío	*0*	0		*0*	*0*	*0*	

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	***12.407.765***	***22.956***	***114.583***	***2.522***	***117.105***	***0,9438***

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	***7.223.061***		***85.420***	***85.420***	***1,1826***

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	***351.493.590***	***1.182.403.950***	***158.359***	***158.359***	***0,0451***

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	***139.955.024***	***122***	***606.010.585***	***323.261***	***323.261***	***0,2310***
Firme	139.955.024	122	606.010.585	323.261	323.261	0,2310
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	***127.056.083***	***3.729***	***492.482.488***	***370.728***	***370.728***	***0,2918***
Firme	126.949.669	3.729	491.944.680	370.490	370.490	0,2918
Interrumpible (A+B)	106.414	1	537.808	238	238	0,2234
Grupo 3	***65.890.750***	***7.752.652***	***23.609.756***	***1.657.137***	***1.657.137***	***2,5150***
Materia Prima	***5.526.519***	***2***	***20.100.000***	***12.909***	***12.909***	***0,2336***
Peajes de Transito Internacional	***11.652.861***		***158.225.657***	***35.133***	***35.133***	***0,3015***
Total T&D	***350.081.237***	***7.756.505***	***1.300.428.486***	***2.364.034***	***2.399.166***	***0,6853***
Total Acceso					***2.956.042***	

Fuente: CNMC

Cuadro II.10. Previsión de ingresos para 2018

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/dia/mes) o Nº buques	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	***173.668.166***			***144.022***	***41.010***	***185.032***	***0,1065***
Peaje de descarga de buques	*173.676.849*	196		*4.895*	*8.744*	*13.639*	*0,0079*
Peaje de carga en cisternas	*13.209.922*	43.232	83,7%	*14.686*	*2.268*	*16.954*	*0,1283*
Peaje de regasificación	*160.458.243*	532.989	82,5%	*124.441*	*29.998*	*154.439*	*0,0962*
Trasvase de GNL a buques	*0*	0		*0*	*0*	*0*	
Puesta en frío	*0*	0		*0*	*0*	*0*	

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	***16.417.822***	***24.631***	***123.946***	***3.106***	***127.052***	***0,7739***

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	***6.899.511***		***81.594***	***81.594***	***1,1826***

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Entrada al Sistema	***343.277.214***	***1.151.126.674***	***153.751***	***153.751***	***0,0448***

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Grupo 1	***132.669.642***	***124***	***567.795.888***	***305.274***	***305.274***	***0,2301***
Firme	132.669.642	124	567.795.888	305.274	305.274	0,2301
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
Grupo 2	***127.988.023***	***3.737***	***490.419.589***	***370.949***	***370.949***	***0,2898***
Firme	127.838.287	3.737	489.769.589	370.648	370.648	0,2899
Interrumpible (A+B)	149.736	1	650.000	302	302	0,2016
Grupo 3	***67.456.411***	***7.850.746***	***23.493.886***	***1.684.211***	***1.684.211***	***2,4967***
Materia Prima	***5.526.519***	***2***	***20.100.000***	***13.442***	***13.442***	***0,2432***
Peajes de Transito Internacional	***13.981.184***		***157.707.260***	***35.002***	***35.002***	***0,2504***
Total T&D	***347.621.779***	***7.854.608***	***1.259.516.624***	***2.373.877***	***2.408.879***	***0,6930***
Total Acceso					***2.956.308***	

Fuente: CNMC

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

(CONFIDENCIAL)

CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA